

Universidad de Huelva

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Térmica, de
Diseño y Proyectos



Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Memoria para optar al grado de doctor
presentada por:

Manuel Ignacio Bahamonde García

Fecha de lectura: 30 de junio de 2019

Bajo la dirección de los doctores:

Salvador Pérez Litrán

Huelva, 2019



TESIS DOCTORAL
UNIVERSIDAD DE HUELVA



**Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la
producción energética en la implantación de
parques eólicos marinos**

Manuel Ignacio Bahamonde García

2019

TESIS DOCTORAL
UNIVERSIDAD DE HUELVA



**Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la
producción energética en la implantación de
parques eólicos marinos**

Programa de doctorado:
Ciencia y Tecnología Industrial y Ambiental

Doctorando: Manuel Ignacio Bahamonde García
Director: Dr. Salvador Pérez Litrán

2019

A María José

A Beatriz

A Cristina

A mis padres, Manolo y Lola

A José y Peregrina, in memóiriam

...

*olmo, quiero anotar en mi cartera
la gracia de tu rama verdecida.*

*Mi corazón espera
también, hacia la luz y hacia la vida,
otro milagro de la primavera.*

Antonio Machado

-A un olmo seco-

Agradecimientos

En primer lugar quiero dar las gracias al director de la tesis, Dr. Salvador Pérez Litrán, por su acogida en el nuevo Departamento y en la dirección de la tesis, así como, por las orientaciones recibidas, con la continua aportación de su experiencia investigadora.

Al profesor honorario de la Universidad de Huelva, Dr. Jesús González Labajo, por la cordialidad en el trato, por la confianza y el apoyo recibidos para participar en los másteres de energías renovables que dirigió.

Al Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) y al Projektträger Jülich (PTJ), ambos del Gobierno de Alemania, por el uso de los datos del Proyecto FINO.

Al Dipl. Oz. Olaf Outzen del Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) por las atenciones recibidas y por el acceso a los datos de las plataformas de investigación FINO.

A la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Gobierno de EE.UU., por el acceso a una amplia base de datos de boyas de la National Data Bouy Center (NDBC).

A Puertos del Estado del Ministerio de Fomento, Gobierno de España, en particular al personal del Área del Medio Físico, por el acceso a la base de datos de la red exterior de boyas (REDEXT) del litoral español.

A Vestas Wind Systems A/S, por el uso de las curvas características del aerogenerador V90-3,0 MW.

Resumen

El agotamiento de las fuentes primarias de energía de origen fósil, las emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de un consumo energético sostenible hacen necesario un cambio de modelo, con el uso preferente de las energías renovables, porque son, esencialmente, limpias, autóctonas e inagotables a escala humana, además de permitir un desarrollo sostenible de todos los países de nuestro Planeta.

En la actualidad, la energía eólica, producida en los parques eólicos conectados a la red eléctrica, es la segunda fuente de energías renovables con mayor implantación a nivel mundial, con una potencia instalada de 591,5 GW a final de 2018, con una gran proyección de futuro en el contexto energético.

En particular, la industria eólica marina, con una potencia instalada de 23,1 GW, repartida en más de 100 parques eólicos en funcionamiento, está basada en la experiencia de la industria eólica terrestre, así como en los códigos y normas de las implantaciones gasísticas y petroleras en el mar. No obstante, todavía existen barreras por superar, como la estimación de la energía producida por los aerogeneradores en mar abierto considerando las condiciones de contorno, lo que permitiría un estudio más completo de viabilidad de parques eólicos marinos.

La identificación del potencial eólico en un emplazamiento marino es esencial para que un proyecto de gran envergadura se pueda llevar a cabo. La incertidumbre en la determinación de la producción energética se puede minimizar utilizando las expresiones que identifiquen la capa límite atmosférica marina, como la ecuación del perfil de la velocidad del viento con la altura de la teoría de semejanza, aplicable a la capa superficial atmosférica.

En esta línea, se desarrolla un método de estudio para determinar la producción energética anual de un aerogenerador en mar abierto, que tiene en cuenta las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar, donde los datos de entrada del método propuesto y para la validación de los resultados se extraen de la plataforma de investigación alemana FINO 3. El objetivo es extenderlo a la forma habitual de las mediciones para un estudio de viabilidad energética, esto es, cuando son realizadas con mástiles de medidas, donde los datos meteorológicos se obtienen a cotas muy inferiores a las del buje de un aerogenerador.

Por otro lado, se puede reducir la campaña de medidas en la fase de investigación de un parque eólico, cuando una distribución estadística describe de forma adecuada la variación de la velocidad del viento de la zona de estudio, siendo habitual que, en emplazamientos con vientos de moderados a fuertes,

puedan ser representados por la distribución de probabilidad de Weibull, aunque no está descrita como una función general. Por esta razón, se realiza un estudio estadístico del viento aplicado a sitios en alta mar, con los datos de la plataforma de investigación FINO 3 y con dos boyas de la National Data Bouy Center. Los resultados obtenidos demuestran que, en determinadas latitudes, dicha distribución estadística no es representativa de la velocidad del viento.

También, se ha realizado un estudio de las turbulencias del viento en mar abierto a distintas alturas de la capa superficial, considerando la estratificación atmosférica. Confirmándose, en todos los años, que las curvas de la intensidad de turbulencia en función de la velocidad del viento se mantienen por debajo de la curva de la clase C, de baja turbulencia, del modelo de turbulencia normal de la norma IEC 61400-3.

Por último, otra línea de investigación desarrollada es la optimización de la implantación de parques eólicos marinos para configuraciones geométricas con alineaciones de aerogeneradores equidistantes, basada en la mayor extracción de la energía del viento debido a la menor interacción de sus estelas. El caso de estudio presentado se ha realizado con los datos de la boya de Gran Canaria, perteneciente a la red de boyas de aguas profundas (REDEX) de Puertos del Estado, del Ministerio de Fomento del Gobierno de España.

Abstract

Depletion of primary fossil energy sources, greenhouse gas emissions and the need for sustainable energy consumption make it necessary to change the energy model, with the preferential use of renewable energies, major due to they are essentially clean, indigenous and inexhaustible on a human scale, in addition to allowing a sustainable development of all the countries of our planet.

Currently, wind energy, produced in wind farms connected to the electricity grid, is the second largest source of renewable energy worldwide, with an installed power of 591.5 GW at the end of 2018, with a large projection of the future in the energy context.

In particular, the offshore wind industry, with an installed capacity of 23.1 GW, divided into more than 100 wind farms in operation, it is based on the experience of the land wind industry, as well as on the codes and standards of gas installations and oil companies in the sea. However, there are still barriers to overcome, such as estimating the energy produced by wind turbines in the open sea considering the boundary conditions, which would allow a more complete study of the viability of offshore wind farms.

The identification of wind potential in a marine site is essential for a large-scale project to be carried out. The uncertainty in the determination of energy production can be minimized by using expressions that identify the marine atmospheric boundary layer, such as the equation of the profile of the wind speed with the height of the similarity theory, applicable to the atmospheric surface layer.

In this line, a study method is developed to determine the annual energy production of a wind turbine in the open sea, which takes into account the continuous variations of the atmospheric stability and the roughness of the sea surface. The input data of the method proposed and for the validation of the results are extracted from the German research platform FINO 3. The objective is to extend this method to the usual form of measurements for an energy feasibility study, that is, when they are carried out with measurement masts, where the meteorological data are obtained at levels much lower than those of a wind turbine hub.

On the other hand, the campaign of measurements can be reduced in the research phase of a wind farm, when a statistical distribution adequately describes the variation of the wind speed of the study area, and it is usual that, in locations with moderate to strong winds, can be represented by the probability distribution of Weibull, although it is not described as a general function. For this reason, a statistical study of the wind applied to offshore sites is carried out, with

data from the FINO 3 research platform and with two buoys from the National Data Bouy Center. The results obtained show that, in certain latitudes, this statistical distribution is not representative of the wind speed.

Also, a study of wind turbulence in the open sea at different heights of the surface layer has been made, considering atmospheric stratification. Confirming, in all years, that the curves of the turbulence intensity, as a function of the wind speed, are kept below the curve of the class C, of low turbulence, of the normal turbulence model of the IEC 61400-3 standard.

Finally, another line of research developed is the optimization of the implementation of offshore wind farms for geometric configurations with alignments of equidistant wind turbines, based on the greater extraction of wind energy due to the lower interaction of its wake. The case study presented is obtained with data from the Gran Canaria buoy, belonging to the network of deepwater buoys (REDEX) of Puertos del Estado, of the Ministerio de Fomento of the Government of Spain.

Terminología

Caracteres latinos

a	factor de inducción axial	[-]
\bar{a}_c	aceleración centrípeta	[m/s ²]
A	área	[m ²]
A_c	superficie de control	[m ²]
C	factor de escala de una distribución de Weibull	[m/s]
C_D	coeficiente de arrastre	[-]
C_H	coeficiente de transferencia de calor sensible	[-]
C_M	coeficiente de par	[-]
C_p	coeficiente de potencia	[-]
C_T	coeficiente de tracción	[-]
D	diámetro del rotor de un aerogenerador	[m]
D_z	dirección de procedencia del viento a la altura de medida	[°]
E	energía	[W h]
f_c	parámetro de Coriolis	[1/s]
\vec{f}_m	fuerza másica por unidad de masa	[N/kg]
\vec{F}_B	fuerza bórica	[N]
\vec{F}_C	fuerza de Coriolis	[N]
\vec{F}_{cen}	fuerza centrífuga	[N]
F_{Hs}	flujo cinemático de calor	[K m/s]
\vec{F}_R	fuerza de rozamiento	[N]
FC	factor de carga	[-]
g	aceleración de la gravedad	[m/s ²]
G	flujo másico	[kg/s]

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

h	altura de medida sobre una superficie de referencia	[m]
HE	horas equivalentes a plena carga	[h/a]
\vec{i}	vector unitario según el eje X	[-]
$\vec{\bar{i}}$	tensor unitario	[-]
I_t	intensidad de turbulencia	[-]
k	constante de von Kármán	[-]
k	factor de forma de una distribución de Weibull	[-]
k	constante de decaimiento de estela	[-]
K_H	difusividad turbulenta para el calor	[m ² /s]
K_M	difusividad turbulenta para el impulso (viscosidad turbulenta)	[m ² /s]
L	longitud de Obukhov	[m]
M_1	par de entrada en el rotor de un aerogenerador	[N m]
M_2	par de salida en el rotor de un aerogenerador	[N m]
\vec{n}	vector unitario normal (saliente) a la superficie de control	[-]
p	presión	[Pa]
p_a	presión del aire	[Pa]
p_o	presión de referencia	[Pa]
P	potencia eléctrica	[W]
q_*	humedad de escala	[g _{agua} /kg _{aire}]
R	radio del rotor de un aerogenerador	[m]
R_c	número crítico de Richardson para el comienzo de la turbulencia	[-]
R_T	número crítico de Richardson para la terminación de la turbulencia	[-]
Ri	número de Richardson del gradiente	[-]
Ri_b	número de Richardson bulk	[-]
t	tiempo	[s]

Terminología

T_a	temperatura del aire en la capa superficial	[K]
T_s	temperatura del agua de la superficie del mar	[K]
\bar{T}	empuje axial sobre un disco actuador	[N]
T_1	empuje de entrada en el rotor de un aerogenerador	[N]
T_2	empuje de salida en el rotor de un aerogenerador	[N]
\bar{u}	velocidad tangencial	[m/s]
u	componente X de la velocidad del viento en la capa de Ekman	[m/s]
u_*	velocidad de fricción	[m/s]
u_*^2	tensión cinemática	[m ² /s ²]
U	potencial de fuerzas máscas	[m ² /s ²]
U	componente horizontal de la velocidad del viento	[m/s]
U_0	velocidad del viento no perturbado	[m/s]
U_x	velocidad del viento en la estela a una distancia x del rotor	[m/s]
\bar{v}_1	velocidad del viento incidente en el rotor	[m/s]
\bar{v}	velocidad absoluta	[m/s]
v	componente Y de la velocidad del viento en la capa de Ekman	[m/s]
\bar{v}	media de la variable aleatoria velocidad del viento	[m/s]
v_a	velocidad de arranque de un aerogenerador	[m/s]
v_c	velocidad de corte de un aerogenerador	[m/s]
\bar{v}_c	velocidad de la superficie de control	[m/s]
v_n	velocidad nominal de un aerogenerador	[m/s]
\bar{v}_g	viento geostrófico	[m/s]
\bar{v}_{grad}	viento del gradiente	[m/s]
\bar{v}_{groz}	viento geostrófico con rozamiento	[m/s]

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

V_c	volumen de control	[m ³]
\bar{w}	velocidad relativa	[m/s]
$w'q'$	flujo cinemático de humedad	[g _{agua} /kg _{aire} m/s]
$w'\theta'$	flujo cinemático de temperatura potencial	[K m/s]
\dot{W}_1	potencia del viento incidente en el rotor de un aerogenerador	[W]
\dot{W}_2	potencia de salida del rotor de un aerogenerador	[W]
z	altura efectiva sobre una superficie	[m]
z_0	longitud de rugosidad aerodinámica	[m]

Caracteres griegos

α	ángulo	[°]
α	parámetro de la ecuación potencial	[-]
α_c	parámetro de Charnock	[-]
γ	velocidad específica	[-]
γ_E	parámetro de la espiral de Ekman	[1/m]
η	rendimiento	[-]
θ	temperatura potencial	[K]
$\bar{\theta}_v$	temperatura potencial virtual media	[K]
θ_*	temperatura de escala	[K]
ρ	densidad del aire	[kg/m ³]
σ	desviación estándar de la velocidad del viento	[m/s]
σ_1	desviación estándar de la velocidad del viento a la altura del buje	[m/s]
σ^2	varianza de la velocidad del viento	[m ² /s ²]
τ	tensión superficial	[Pa]
$\bar{\bar{\tau}}$	tensor de tensiones	[Pa]
$\bar{\bar{\tau}}'$	tensor de tensiones viscosas	[Pa]
ν	viscosidad molecular cinemática	[m ² /s]
Φ_H	función de semejanza del flujo de calor	[-]
Φ_M	función de semejanza de la cantidad de movimiento	[-]
$\bar{\Phi}_v$	función de disipación viscosa	[W]
Φ_W	función de semejanza de la humedad	[-]
Ψ_H	desviación experimental del perfil de la temperatura	[-]
Ψ_M	desviación experimental del perfil de la velocidad del viento	[-]
ω	velocidad angular	[1/s]

Subíndices

- s cantidad de aire cerca de la superficie
- * variable de escala

Siglas y acrónimos

AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CLAM	Capa Límite Atmosférica Marina
ECN	Energy Research Center of the Netherlands
EWEA	European Wind Energy Association
GWEC	Global Wind Energy Council
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
MIUU	Meteorological Institute of the University of Uppsala
MTN	Modelo de Turbulencia Normal
NACA	National Advisory Committee of Aeronautics
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PER	Plan de Energías Renovables
PTJ	Projektträger Jülich
REE	Red Eléctrica de España
tep	tonelada equivalente de petróleo
UPM	Universidad Politécnica de Madrid
VBA	Visual Basic for Applications
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Programs

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción
energética en la implantación de parques eólicos marinos

WB	World Bank
WRF	Weather Research and Forecast
.	separador de miles
,	separador decimal

Índice general	
Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Terminología	xv
Siglas y acrónimos	xxi
Índice general	xxiii
Índice de tablas	xxvii
Índice de figuras	xxxii
1. Introducción	1
1.1. Presentación	1
1.2. Las energías renovables	2
1.3. La energía eólica de gran producción	4
1.3.1. Aerogeneradores marinos	7
1.3.2. Estructuras de sustentación para aerogeneradores marinos	7
1.4. Objeto de estudio	9
1.5. Métodos de estudio	11
1.6. Estructura de la tesis	13
2. El viento en la capa límite atmosférica	17
2.1. Características generales del recurso eólico	17
2.1.1. Variación espacial y temporal del viento	19
2.1.2. La potencia del viento	21
2.2. Características de la capa límite atmosférica	24
2.2.1. Turbulencia	28
2.2.2. Tipos de estabilidad	31
2.2.3. La fricción en la capa límite	33
2.3. Teoría de semejanza para la capa superficial	36

2.3.1. Relaciones de Businger-Dyer	40
2.3.2. Perfil diabático del viento	41
2.3.3. Parámetros de estabilidad	43
2.4. Longitud de rugosidad aerodinámica	44
2.5. Tensión superficial y coeficiente de arrastre	47
2.6. Perfil de la velocidad del viento para condiciones de diseño	49
3. Transformación del recurso eólico	51
3.1. Máquinas eólicas	51
3.2. Conversión de la energía eólica	52
3.2.1. Coeficientes del rotor de un aerogenerador	53
3.2.2. Curvas características de un aerogenerador	54
3.3. Teoría de la cantidad de movimiento unidimensional	56
3.3.1. Máxima potencia teórica producida por un aerogenerador	62
3.3.2. El Límite de Betz	62
3.3.3. Validez de la teoría de cantidad de movimiento	63
4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía	67
4.1. Introducción	67
4.2. Antecedentes del estudio	67
4.3. Método de estudio	69
4.3.1. Procesamiento de datos	71
4.3.2. Parámetros de funcionamiento	74
4.4. Resultados del método propuesto	75
4.4.1. Estabilidad atmosférica	75
4.4.2. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad aerodinámica	77
4.4.3. Relación de las velocidades del viento	80
4.4.4. Producción energética	82

4.5. Discusión del método	86
4.6. Resultados con la ecuación potencial	88
4.7. Conclusiones	88
5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos	91
5.1. Introducción	91
5.2. La distribución de Weibull	92
5.3. Método de estudio	95
5.3.1. Determinación de los parámetros de Weibull	96
5.4. Resultados en mar abierto	98
5.4.1. Emplazamiento de la plataforma FINO 3	98
5.4.2. Emplazamiento de la boya NDBC 41041	101
5.4.3. Emplazamiento de la boya NDBC 51004	105
5.5. Conclusiones y discusión	109
6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos	111
6.1. Introducción	111
6.2. Revisión bibliográfica	113
6.3. Implantaciones de parques eólicos marinos	114
6.4. Modelo de Turbulencia Normal	116
6.5. Influencia de la turbulencia en los aerogeneradores marinos	117
6.5.1. Caso de estudio: emplazamiento de la plataforma FINO 3	118
6.6. Estela de aerogeneradores	124
6.6.1. Modelos de estela	126
6.7. Optimización de la implantación de pp.ee.mm.	128
6.7.1. Caso de estudio: emplazamiento de la boya de G. Canaria	132
6.8. Conclusiones y discusión	135
7. Conclusiones generales y nuevas líneas de investigación	137
7.1. Conclusiones generales	137
7.2. Nuevas líneas de investigación	140

Apéndice A. Descripción de los emplazamientos marinos	141
A.1. Plataformas de investigación FINO	141
A.1.1. Plataforma de investigación FINO 3	142
A.2. Boyas de la National Data Buoy Center	143
A.3. Boyas exteriores de la red de Puertos del Estado	144
Apéndice B. Resultados complementarios del Cap. 4	147
B.1. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2013	147
B.2. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2014	148
B.3. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2015	149
B.4. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2016	150
B.5. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2017	151
Apéndice C. Parámetros de Weibull del Cap. 5	153
C.1. Parámetros de Weibull en la plataforma FINO 3	153
C.2. Parámetros de Weibull en la boya NDBC 41041	156
C.3. Parámetros de Weibull en la boya NDBC 51004	159
Referencias	163
R.1. Referencias bibliográficas	163
R.2. Referencias generales	174
R.3. Parques eólicos marinos	177

Índice de tablas

Tabla 1.1. Potencia eléctrica instalada en España a final de 2017	3
Tabla 1.2. Potencia eólica total por regiones del mundo en los años 2017 y 2018	6
Tabla 1.3. Clasificación de las estructuras de sustentación	8
Tabla 2.1. Tipologías de capas límites atmosféricas	25
Tabla 2.2. Longitudes de rugosidad aerodinámica	45
Tabla 4.1. Coeficiente de transferencia principal de calor sensible para atmósfera estable	72
Tabla 4.2. Resumen de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento FINO 3	75
Tabla 4.3. Desglose de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento de FINO 3 para el rango, R, de funcionamiento del aerogenerador entre 4 m/s y 25 m/s	77
Tabla 4.4. Resumen de los parámetros de funcionamiento y desviaciones	86
Tabla 4.5. Contribución de la estabilidad atmosférica en las desviaciones	86
Tabla 4.6. Comparación del número de horas equivalentes en el emplazamiento de FINO 3	87
Tabla 4.7. Resumen de los parámetros de funcionamiento y desviaciones con la Ec. (1.1)	88
Tabla 5.1. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. FINO 3	98
Tabla 5.2. Resumen de las variables del método. FINO 3	100
Tabla 5.3. Comparación de los parámetros de funcionamiento. FINO 3	100
Tabla 5.4. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. NDBC 41041	101
Tabla 5.5. Resumen de las variables del método. NDBC 41041	103
Tabla 5.6. Resumen de la estabilidad atmosférica. NDBC 41041	103
Tabla 5.7. Comparación de los parámetros de funcionamiento. NDBC 41041	104

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción
energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla 5.8. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. NDBC 51004	105
Tabla 5.9. Resumen de las variables del método. NDBC 51004	107
Tabla 5.10. Resumen de la estabilidad atmosférica. NDBC 51004	107
Tabla 5.11. Comparación de los parámetros de funcionamiento. NDBC 51004	108
Tabla 6.1. Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores	116
Tabla 6.2. Datos de la velocidad del viento a distintas cotas	119
Tabla 6.3. Modelos de estela	126
Tabla 6.4. Relación entre estabilidad y distancia entre aerogeneradores	128
Tabla 6.5. Resumen de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento de la boya de GC	132
Tabla 6.6. Resumen de la energía captada por dos aerogeneradores	134
Tabla A.1. Especificaciones técnicas de la plataforma FINO 3	142
Tabla A.2. Características de las boyas REDEX	144
Tabla B.1. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2013	147
Tabla B.2. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2013	147
Tabla B.3. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2014	148
Tabla B.4. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2014	148
Tabla B.5. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2015	149
Tabla B.6. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2015	149
Tabla B.7. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2016	150
Tabla B.8. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2016	150
Tabla B.9. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2017	151
Tabla B.10. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2017	151

Índice de tablas

Tabla C.1. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2013	153
Tabla C.2. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2014	154
Tabla C.3. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2015	155
Tabla C.4. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2013	156
Tabla C.5. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2014	157
Tabla C.6. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2015	158
Tabla C.7. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2013	159
Tabla C.8. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2014	160
Tabla C.9. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2015	161

Índice de figuras

Figura 1.1. Contribución de las renovables en el consumo final de energía	2
Figura 1.2. Producción de energía eléctrica con energías renovables	4
Figura 1.3. Evolución de la potencia eólica mundial entre 2002 y 2018	5
Figura 1.4. Países con mayor potencia eólica acumulada hasta final de 2018	5
Figura 1.5. Países con mayor potencia eólica marina acumulada hasta final de 2018	6
Figura 2.1. Representación del viento geostrófico	17
Figura 2.2. Movimientos en torno a centros de alta y de baja presión	18
Figura 2.3. Representación del viento geostrófico con rozamiento	19
Figura 2.4. Variación de la velocidad y dirección del viento	20
Figura 2.5. Campo fluido de viento mediante un tubo de corriente	21
Figura 2.6. Densidad de potencia eólica disponible	24
Figura 2.7. Estructura y evolución de la capa límite atmosférica	26
Figura 2.8. Perfiles típicos durante el día en la capa límite atmosférica	27
Figura 2.9. Perfiles típicos durante la noche en la capa límite atmosférica	28
Figura 2.10. Velocidad media y turbulencia del viento	30
Figura 2.11. Esbozo de las líneas de estado de la atmósfera	32
Figura 2.12. Estructura de la capa límite para condiciones neutras	33
Figura 2.13. Proyección horizontal de la espiral de Ekman	34
Figura 2.14. Espiral de Ekman para distintas alturas	35
Figura 2.15. Variación de la velocidad del viento con atmósfera neutra	38
Figura 2.16. Variación de la cantidad de movimiento en la capa superficial	40
Figura 2.17. Variación del flujo de calor en la capa superficial	41
Figura 2.18. Variación de la velocidad del viento con la altura para distintos casos de estratificación atmosférica	42

Figura 2.19. Variación del número de Richardson en la capa superficial	43
Figura 2.20. Longitud de rugosidad de la superficie del mar	46
Figura 2.21. Longitud de rugosidad en mar abierto	46
Figura 2.22. Velocidad de fricción en mar abierto	47
Figura 2.23. Perfiles de la velocidad del viento con la altura	50
Figura 2.24. Variación de los perfiles de la velocidad del viento	50
Figura 3.1. Fuerzas sobre superficies rotoras	51
Figura 3.2. Curvas características del aerogenerador Vestas V90-3,0 kW	55
Figura 3.3. Volumen de control en la teoría de cantidad de movimiento	57
Figura 3.4. Variaciones de la velocidad y de la presión en el volumen de control	58
Figura 3.5. Coeficiente de potencia para un aerogenerador ideal	63
Figura 3.6. Parámetros de operación para un aerogenerador ideal	65
Figura 4.1. Diagrama del método de estudio	70
Figura 4.2. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2013	76
Figura 4.3. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2014	76
Figura 4.4. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2015	76
Figura 4.5. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2016	76
Figura 4.6. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2017	77
Figura 4.7. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2013	78
Figura 4.8. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2014	78
Figura 4.9. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2015	79
Figura 4.10. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2016	79
Figura 4.11. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2017	80
Figura 4.12. Velocidades del viento medidas y predichas en 2013	81
Figura 4.13. Velocidades del viento medidas y predichas en 2014	81

Índice de figuras

Figura 4.14. Velocidades del viento medidas y predichas en 2015	81
Figura 4.15. Velocidades del viento medidas y predichas en 2016	82
Figura 4.16. Velocidades del viento medidas y predichas en 2017	82
Figura 4.17. Promedio de la producción energética en 2013	83
Figura 4.18. Promedio de la producción energética en 2014	83
Figura 4.19. Promedio de la producción energética en 2015	84
Figura 4.20. Promedio de la producción energética en 2016	84
Figura 4.21. Promedio de la producción energética en 2017	85
Figura 4.22. Comparación de los resultados	89
Figura 5.1. Función de densidad de Weibull para distintos valores de k	92
Figura 5.2. Distribución de Rayleigh para distintos valores de c	93
Figura 5.3. Distribuciones acumulativas de Weibull para distintos valores de k	94
Figura 5.4. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2013	99
Figura 5.5. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2014	99
Figura 5.6. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2015	99
Figura 5.7. Comportamiento estadístico del viento en FINO 3	100
Figura 5.8. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2013	102
Figura 5.9. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2014	102
Figura 5.10. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2015	102
Figura 5.11. Comportamiento estadístico del viento en NDBC 41041	103
Figura 5.12. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2013	106
Figura 5.13. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2014	106
Figura 5.14. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2015	106
Figura 5.15. Comportamiento estadístico del viento en NDBC 51004	107

Figura 6.1. Distribución de la potencia en pp.ee.mm. en funcionamiento	112
Figura 6.2. Configuraciones geométricas de pp.ee.mm.	114
Figura 6.3. Localización e imagen del parque eólico marino Anholt	115
Figura 6.4. Gráficas del modelo de turbulencia normal	117
Figura 6.5. Esquema del método de estudio	118
Figura 6.6. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2013	120
Figura 6.7. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2014	121
Figura 6.8. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2015	121
Figura 6.9. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2016	122
Figura 6.10. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2017	122
Figura 6.11. Visualización de estelas en el parque eólico marino Horns Rev 1	124
Figura 6.12. Representación de una estela de aerogenerador	125
Figura 6.13. Representación de la estela del modelo de Jensen	127
Figura 6.14. Interacción alineada de una estela simple	129
Figura 6.15. Alineación según el lado de una matriz cuadrada	130
Figura 6.16. Alineación según la diagonal de una matriz cuadrada	130
Figura 6.17. Desalineación según la diagonal	131
Figura 6.18. Distribución energética del viento a 80 m en la boya de GC	132
Figura 6.19. Alineación según la diagonal en la boya de GC	133
Figura 6.20. Desalineación según la diagonal en la boya de GC	133
Figura A.1. Localización de las plataformas de investigación FINO	141
Figura A.2. Imágenes de las plataformas de investigación FINO	141
Figura A.3. Alzado de la plataforma de investigación FINO 3	142
Figura A.4. Situación de las boyas de la NDBC	143
Figura A.5. Boya de medida en mar abierto NDBC 41041	143
Figura A.6. Distribución de la red de boyas de aguas profundas REDEX	144

Índice de figuras

Figura A.7. Boya SeaWatch	145
Figura C.1. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2013	153
Figura C.2. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2014	154
Figura C.3. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2015	155
Figura C.4. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2013	156
Figura C.5. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2014	157
Figura C.6. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2015	158
Figura C.7. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2013	159
Figura C.8. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2014	160
Figura C.9. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2015	161

1. Introducción

1.1. Presentación

La tesis se contextualiza considerando un hecho contrastado el cambio del modelo energético a nivel mundial, con el abandono progresivo del consumo de combustibles fósiles y el incremento del consumo de las energías renovables. Así, la línea de investigación seguida se encuentra dentro del ámbito de la energía eólica marina que, aún con un coste elevado, posee un gran potencial de desarrollo a corto plazo.

En relación al consumo de energía, según datos del World Bank (WB), en 2014 el consumo medio por habitante en EE.UU. fue de 6,80 toneladas equivalentes de petróleo (tep) y en China de 2,24 tep, mientras que el consumo medio por persona a nivel mundial fue de 1,92 tep. Si nos situamos en la Unión Europea, el consumo medio por habitante se situó en 3,20 tep, siendo la media de un ciudadano español de 2,50 tep. Además, los consumos energéticos anuales per cápita de grandes potencias emergentes, como Brasil (1,48 tep) e India (0,64 tep), todavía se sitúan por debajo del promedio global, pero totalizan entre ambos un quinto de la población mundial.

Los recursos energéticos de nuestro Planeta han sido explotados durante muchos años sin atender al hecho de su escasez, y sólo durante el último cuarto del s. XX fue en aumento la conciencia de su limitación y la necesidad del ahorro. Así, hoy en día somos conscientes que todas las fuentes primarias de energía ya tienen asignada fecha probable de agotamiento, al ritmo de extracción actual, en unos casos muy próximos como el petróleo y en otros casos más lejanos como el carbón.

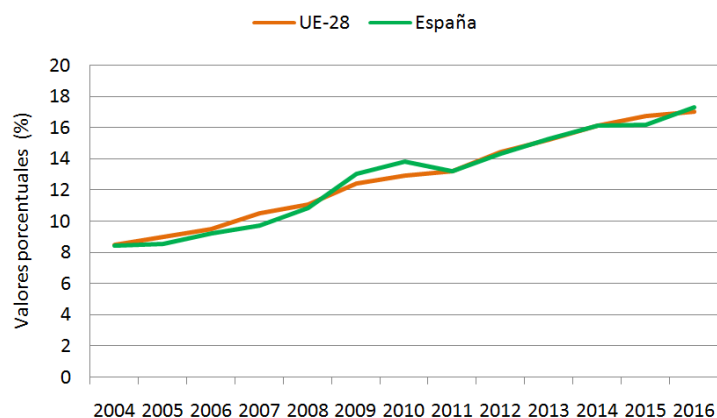
Por otra parte, el término sostenibilidad surge por primera vez en el informe publicado en abril de 1987 por las Naciones Unidas denominado *Nuestro Futuro Común*, también conocido por informe Brundtland, donde se define el desarrollo sostenible como: *aquel que satisface las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las futuras generaciones*.

En base a dicho informe, el crecimiento económico actual de los países desarrollados no es sostenible, para que sea así debe haber un equilibrio entre lo ecológico, lo económico y lo social. De esta manera, las consecuencias del actual crecimiento económico se mide en agotar los recursos naturales, contaminar el aire, el agua y el suelo, lo cual compromete las necesidades de las generaciones futuras. También, los acuerdos del protocolo de Kyoto y todos los eventos medioambientales posteriores se han incumplido de forma sistemática. Resulta paradójico que el sistema económico prevalezca sobre la salud y el bienestar de las personas, sin atender a los indicadores que alertan del colapso medioambiental.

1.2. Las energías renovables

Las energías renovables contribuyen a garantizar el suministro energético a largo plazo, ya que son fuentes energéticas autóctonas e inagotables, reducen la dependencia energética exterior de los países evitando riesgos en el encarecimiento de los combustibles fósiles y, también, contribuyen a la reducción de los gases de efecto invernadero, por lo que permite garantizar un desarrollo sostenible. Si bien las renovables han experimentado una gran expansión, con tecnologías muy desarrolladas, todavía hay grandes regiones del mundo donde no se utilizan o se utilizan muy poco.

La contribución de las energías renovables en el consumo total de energía de los países ha ido creciendo de forma notable en la última década. La Fig. 1.1 representa una muestra comparativa de la contribución de las energías renovables en la producción total de energía en la UE-28 y en España entre los años 2004 a 2016.



Fuente: elaboración con datos de Eurostat 2018

Figura 1.1. Contribución de las renovables en el consumo final de energía.

La Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte, en cada Estado miembro, para el año 2020.

En España, dichos objetivos se encuentran recogidos en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020, elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en junio de 2010. Asimismo,

1. Introducción

su desarrollo se encuentra en el documento, aprobado en noviembre de 2011, Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, también elaborado por el IDAE.

A modo de referencia, en la Tabla 1.1 se indica la potencia total instalada en España a final de 2017 para la generación eléctrica y su distribución por tecnologías, donde las renovables ocupan un lugar destacado.

Tabla 1.1. Potencia eléctrica instalada en España a final de 2017

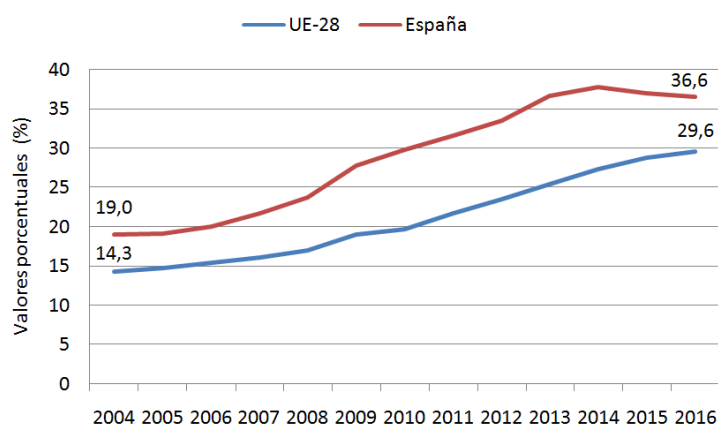
Tecnologías	Sistema peninsular (MW)	Sistemas no peninsulares (MW)	Total nacional (MW)	(%)
Hidráulica	17.030	2	17.032	16,36
Bombeo puro	3.329	---	3.329	3,20
Nuclear	7.117	---	7.117	6,84
Carbón	9.536	468	10.004	9,61
Fuel/gas	---	2.490	2.490	2,39
Ciclo combinado	24.948	1.722	26.670	25,61
Hidroeléctrica	---	11	11	0,01
Eólica	22.922	211	23.133	22,22
Solar fotovoltaica	4.439	247	4.686	4,50
Solar térmica	2.304	---	2.304	2,21
Otras renovables	852	6	858	0,82
Cogeneración	5.818	10	5.828	5,60
Residuos no renovables	459	38	497	0,48
Residuos renovables	123	38	161	0,15
Total	98.877	5.243	104.120	100

Fuente: REE-El sistema eléctrico español 2017

La capacidad de producción de las energías renovables abarcan actualmente tres áreas básicas: eléctrica, térmica y biocarburantes, siendo la contribución de las renovables en la producción de electricidad la que presenta una mayor implantación.

En España, en 2017, la generación de energía eléctrica en el sistema peninsular fue de 248,4 TWh (REE 2018), siendo la participación de las energías renovables del 33,7% (83,7 TWh), donde la eólica contribuyó con el 19,1%, esto es, la segunda por tecnologías, después de la energía nuclear.

En la Fig. 1.2 se indica la comparación de la generación de energía eléctrica con energías renovables en la UE-28 y en España, entre los años 2004 a 2016.



Fuente: elaboración con datos de Eurostat 2018

Figura 1.2. Producción de energía eléctrica con energías renovables.

En relación al criterio de sostenibilidad, un estudio realizado por Evans et al. (2009) demostró que la energía eólica es la más sostenible, seguidas por la energía hidráulica, la fotovoltaica y la geotérmica. Para ello evaluaron las distintas tecnologías renovables basadas en varios indicadores de sostenibilidad críticos. Dichos indicadores son: el precio de la electricidad generada, las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida completo de la tecnología, incluidas las externalidades, la disponibilidad de las fuentes renovables, la eficiencia de conversión de la energía, los requerimientos de suelo, el consumo de agua y el impacto social. También consideraron que cada indicador tiene la misma importancia en relación al desarrollo sostenible y se utilizaron para clasificar las tecnologías en orden inverso a sus impactos.

1.3. Energía eólica de gran producción

En la actualidad, la energía eólica de gran producción es la segunda renovable con mayor implantación a nivel mundial y contribuye de forma destacada en el mix energético de algunos países (IEA 2019). Asimismo, la energía eólica marina ha experimentado un rápido crecimiento en los últimos años, con la implantación de nuevos parques eólicos marinos (pp.ee.mm) de potencias crecientes, alcanzando a final de 2018 una potencia acumulada de 23.140 MW (GWEC 2019).

1. Introducción

De forma global, a final de 2018 había una potencia eólica total instalada a nivel mundial de 591.549 MW. Su evolución entre los años 2002 y 2018 se representa en la Fig. 1.3, la cual tiene una marcada tendencia exponencial, indicada por la línea a trazos.

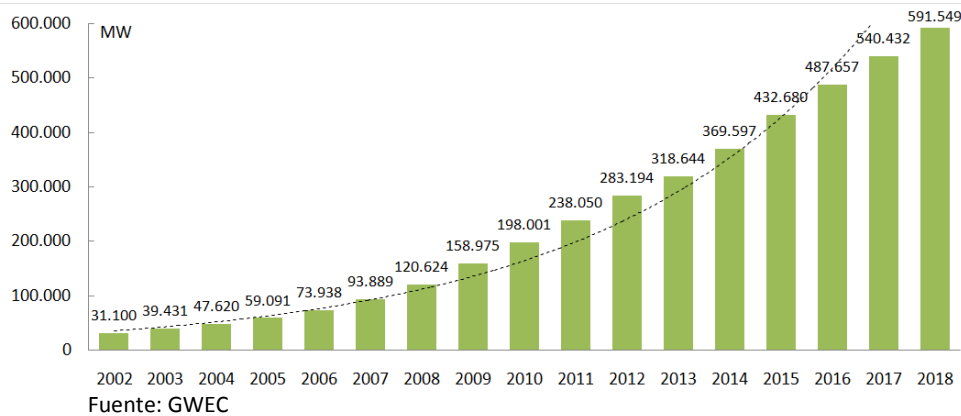


Figura 1.3. Evolución de la potencia eólica mundial entre 2002 y 2018.

En la Fig. 1.4 se indica, a nivel mundial, los siete países con la mayor potencia eólica acumulada a finales de 2018, estos son: China con el 35,7% (211.329 MW), EE.UU. con el 16,3% (96.665 MW), Alemania con el 10,1% (59.560 MW), India con el 5,9% (35.129 MW), España con el 3,9% (23.170 MW), Reino Unido con el 3,5% (20.964 MW) y Francia con el 2,6% (15.307 MW).

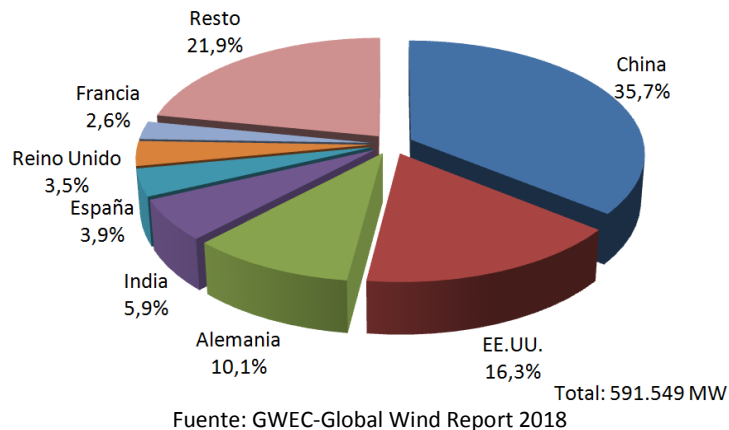


Figura 1.4. Países con mayor potencia eólica acumulada hasta final de 2018.

Hasta no hace muchos años la industria de la energía eólica había centrado su mayor crecimiento en Europa, especialmente en los países de la Unión Europea, pero dicha tendencia cambió. De esta manera, China y EE.UU. han dado un salto significativo en el aumento de esta fuente de energía renovable.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

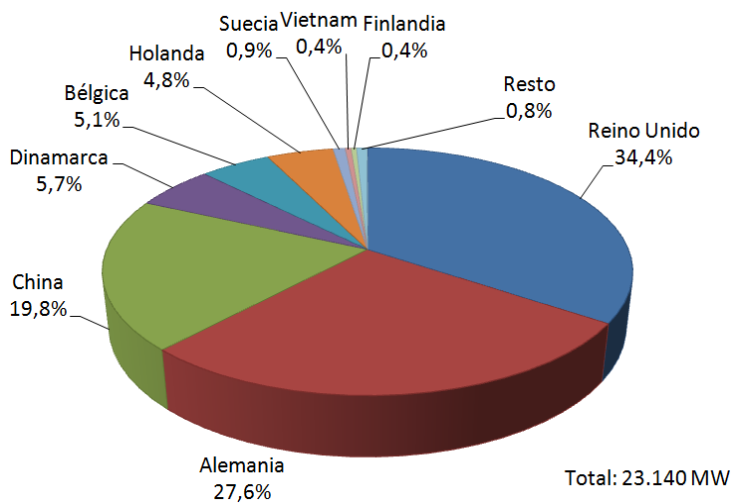
Los datos de la potencia eólica instalada por regiones del mundo durante los años 2017 y 2018, se muestran en la Tabla 1.2. El mayor crecimiento en términos absolutos se produjo en Asia con 26.735 MW, siendo la mayor contribución la de China con 23.000 MW en 2018.

Tabla 1.2. Potencia eólica total por regiones del mundo en los años 2017 y 2018

País	Pot. (MW) en 2017	Pot. (MW) en 2018	Tasa de variación (%)
Europa	178.136	189.606	6,44
Asia-Pacífico	234.417	261.152	11,40
Norteamérica	101.317	109.481	8,06
América Latina y Caribe	21.804	25.590	17,36
África y Oriente Medio	4.758	5.720	20,22
Total	540.432	591.549	9,46

Fuente: GWEC-Global Wind Report 2018

Los parques eólicos instalados en áreas marinas han determinado un nuevo marco para el desarrollo de la energía eólica y comienzan a realizar una importante contribución al suministro eléctrico. Así, en la Fig. 1.5 se indica, a nivel mundial, la distribución porcentual de los países con la mayor potencia eólica marina acumulada hasta final de 2018.



Fuente: GWEC-Global Wind Statistics 2018

Figura 1.5. Países con mayor potencia eólica marina acumulada hasta final de 2018.

De nuevo China, con 1.800 MW, implantó la mayor potencia eólica marina en 2018, le siguieron Reino Unido con 1.312 MW y Alemania con 969 MW.

También hay que destacar, en los últimos años, las potencias crecientes y mayores distancias a la costa de los nuevos pp.ee.mm. Así, el parque eólico danés en construcción Horns Rev 3, está formado por 49 aerogeneradores MHI Vestas Offshore de 8,3 MW y una distancia media a la costa de 30 km.

1.3.1. Aerogeneradores marinos

El gran potencial de las costas marítimas en la generación eólica está impulsando a los fabricantes a desarrollar aerogeneradores específicos para este tipo de emplazamientos, con todas las implicaciones que conlleva en gran parte de sus componentes. Así, desde el punto de vista de diseño, la vida útil debe ser al menos 20 años, considerando tanto las cargas eólicas como las cargas marítimas, de tal manera que, se considera un emplazamiento marino, si la estructura soporte del aerogenerador está sujeta a cargas hidrodinámicas (IEC 2009).

Las características generales de los aerogeneradores para instalaciones en el mar son: mayor potencia nominal, mayor diámetro del rotor, menor altura del buje, clase IEC para toda la gama de vientos y turbulencias, aunque preferentemente son de baja turbulencia, mayor protección anticorrosión y antihumedad.

A modo de resumen, en la actualidad, las principales opciones de diseño y construcción de los aerogeneradores de eje horizontal son las siguientes:

- Rotor tripala a barlovento con velocidad variable.
- Regulación por variación del ángulo de paso de pala (pitch control).
- Conexión del rotor mediante multiplicadora a un generador asíncrono doblemente alimentado. O bien, conexión del rotor sin multiplicadora a un generador síncrono.
- Conexión indirecta a la red mediante electrónica de potencia.
- Protección frente a los huecos de tensión.
- Protección contrarrayos.

1.3.2. Estructuras de sustentación para aerogeneradores marinos

La selección del tipo de sustentación para los aerogeneradores de un parque eólico marino está determinado por varios factores, tales como: la tipología de suelo, la profundidad, la erosión del fondo marino, el tamaño y tipo de aerogenerador, las condiciones ambientales (temporales, altura de las olas, corrientes marinas, etc.) y los costes económicos.

En las estructuras de sustentación se distingue la cimentación y la subestructura que, mediante una pieza de transición, se une a la torre del

aerogenerador. La cimentación fija la subestructura al lecho marino y debe ser protegida contra la socavación, mediante materiales, como piedras o rocas, que contrarresten dicho proceso.

Debido a los condicionantes que afectan a los pp.ee.mm., no existe un límite predeterminado para asignar una estructura de sustentación a una determinada profundidad, pero si una tendencia que las agrupan. En la Tabla 1.3 se indican las estructuras de sustentación para aerogeneradores marinos, las profundidades de uso y sus aplicaciones.

Tabla 1.3. Clasificación de las estructuras de sustentación

Denominación	Profundidades	Aplicaciones en pp.ee.mm.
Base por gravedad (gravity base)	Hasta 15 m	Frecuentes
Monopilote (monopile)	Hasta 25 m	Muy frecuentes
Tripode (tripod)	De 20 a 50 m	Crecientes
Celosía (jacket)	De 20 a 50 m	Crecientes
Tripila (tripile)	De 25 a 40 m	Reducidas
Cámara de succión (suction bucket)	Hasta 30 m	Reducidas
Soportes flotantes (floating platforms)	Mayor de 50 m	En fase de investigación

Desde el principio los proyectos de pp.ee.mm. en Europa han estado dominado por dos tipos de sustentaciones: la base por gravedad, como las empleadas en los parques eólicos Nysted y Middelgrunden, y el monopilote, como los utilizados en los parques eólicos North Hoyle y Kentish Flats. Siendo, en la actualidad, la estructura más utilizada el monopilote, hasta profundidades de 25 m.

Para profundidades entre 20 y 50 m, con mayores aerogeneradores, tienen viabilidad las sustentaciones del tipo trípode y de celosía, ambas utilizadas en el parque eólico alemán Alpha Ventus.

La implantación de aerogeneradores marinos para profundidades superiores a 50 m supone una auténtica barrera para el desarrollo de la energía eólica marina.

La instalación de los aerogeneradores sobre soportes flotantes se encuentra en un largo periodo de investigación y desarrollo, no existiendo una tecnología que predomine. Destaca en la costa de Noruega el proyecto de demostración Hywind, en funcionamiento desde junio de 2009, consta de un soporte flotante lastrado (spar buoy) y un aerogenerador Siemens SWT-2.3-82, quedando el lecho marino a 220 m de profundidad.

1.4. Objeto de estudio

La industria eólica marina, que inició su evolución con el parque eólico marino danés Vindeby en 1991, está basada en la experiencia acumulada en la industria eólica terrestre, y en los códigos y normas de las industrias gasísticas y petroleras en condiciones marinas, como las publicadas por Det Norske Veritas, Germanischer Lloyd y la International Electrotechnical Commission (IEC) (Kalvig et al. 2014).

En relación al potencial eólico, el modelo normal del perfil del viento de la norma IEC 61400-3 (2009), basada en la norma IEC 61400-1 (2005), representa el perfil de la velocidad del viento con la altura mediante la ecuación potencial (1.1), donde la velocidad del viento, $U(z)$, se obtiene en función de la altura, z , sobre el nivel medio del mar, a partir del valor medio del viento de entrada, U_{hub} , para la altura del buje, z_{hub} , y para condiciones normales del viento donde el exponente, α , es 0,14.

$$U(z) = U_{hub} \left(z / z_{hub} \right)^\alpha \quad (1.1)$$

Dicha ecuación, aunque ampliamente utilizada en las aplicaciones de ingeniería, no tiene en cuenta las condiciones de estabilidad atmosférica de la capa límite atmosférica marina (CLAM) y, en general, sobreestima la velocidad del viento a la altura del buje (Newman y Klein 2014), siendo su aplicación más usual el cálculo de la velocidad del viento para el diseño de los aerogeneradores.

Asimismo, la simplificación de las condiciones de contorno, considerando en todo el periodo anual una estabilidad atmosférica neutra y una rugosidad de la superficie del mar constante, no parece un enfoque conservador para determinar la variación de la velocidad del viento con la altura en la CLAM (Motta et al. 2005; Kalvig et al. 2014).

De forma adicional, las mejores condiciones del viento en el mar, puede compensar los mayores costes de instalación y mantenimiento de los nuevos pp.ee.mm., siendo necesaria una predicción fiable del potencial eólico para su estudio de viabilidad. Con este objetivo, hay que considerar que la CLAM es diferente de la terrestre, tanto en los intercambios de cantidad de movimiento, como en los flujos de calor y humedad (Baklanov y Grisogono 2007; Barthelmie et al. 2010), y también por la variación continua de la rugosidad de la superficie del mar (Csanady 2004).

En esta línea, como argumentan Kalvig et al. (2014), se observa, en el ámbito de la energía eólica, una desconexión entre el mejor conocimiento y las mejores prácticas, lo que requiere de un esfuerzo adicional para unificarlo en aras de obtener mejores resultados en la predicción del recurso eólico, siendo

necesaria una revisión de la influencia que tiene la estabilidad atmosférica y la interacción del viento sobre la superficie del mar en la CLAM, y su repercusión sobre los aerogeneradores marinos.

Así, debido a la complejidad que presenta la variación de la velocidad del viento con la altura (Högström et al. 2006; Holtslag et al. 2017), se requiere de un modelo que permita extrapolar las mediciones del viento, bajo determinadas condiciones de contorno, hasta la altura del buje de un aerogenerador.

Por otro lado, se suele utilizar la distribución de Weibull en los emplazamientos, tanto terrestres como marinos, con vientos de moderados a fuertes, aunque según el comportamiento observado en distintas latitudes, no se trata de una ley general. Un caso particular de aquella es la distribución de probabilidad de Rayleigh, muy utilizada en el modelado de los cálculos de carga, para el diseño de las clases estándar de aerogeneradores (IEC 2005).

No obstante, aunque ampliamente extendida, hay que hacer notar que las ventajas de una función de densidad de probabilidad de dos parámetros como la distribución de Weibull se desvanecen cuando no es representativa de la velocidad del viento en un emplazamiento, ya que puede dar lugar a desviaciones en el cálculo de la energía producida por un aerogenerador.

También, en condiciones de mar abierto la turbulencia ambiental es reducida, por lo que las estelas producidas por los aerogeneradores que constituyen las implantaciones de pp.ee.mm. tienden a mantenerse más tiempo sin perturbación, lo cual tiene un efecto desfavorable en la producción de los aerogeneradores situados aguas abajo.

Si bien los pp.ee.mm. de potencia reducida con una o dos alineaciones de aerogeneradores las pérdidas por el efecto del parque son casi inexistentes, si se elige una configuración geométrica adecuada según los datos del potencial eólico disponible, en los grandes parques eólicos con más de dos alineaciones merece un estudio detallado basado en consideraciones geométricas según las direcciones más energéticas del viento en el emplazamiento.

Por todo ello, el objeto de estudio de la presente tesis abarca tres líneas de trabajo:

1. El potencial eólico en condiciones de mar abierto considerando las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar, con la aportación de un método que permite determinar la producción energética de un aerogenerador marino comercial, a partir de los datos obtenidos con torres de medidas situadas en el alta mar.

1. Introducción

2. Un estudio estadístico de la velocidad del viento en distintos emplazamientos marinos, basados en la distribución de Weibull, para verificar su ajuste.

3. Un estudio de la turbulencia atmosférica, que se mantiene reducida en la CLAM, por debajo de la curva de baja turbulencia en el Modelo de Turbulencia Normal (MTN), para cualquier condición de estabilidad atmosférica. Además de un criterio para la implantación de pp.ee.mm., conocidas las condiciones de estabilidad atmosférica, que maximiza la producción de los aerogeneradores al minimizar la influencia de sus estelas.

1.5. Métodos de estudio

En relación al apartado anterior describimos los métodos de estudio, con independencia de un desarrollo más detallado en cada Capítulo:

1. Modelado de la velocidad del viento a la altura del buje de un aerogenerador comercial, para el cálculo de sus parámetros de funcionamiento, considerando las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar.

Los datos de entrada se obtuvieron de la plataforma de investigación alemana FINO 3 en series diezminutales durante cinco años, estos son, la temperatura de la superficie del mar y los datos meteorológicos a 30 m sobre el nivel del mar (s.n.m.), también son datos de entrada las curvas características del aerogenerador Vestas V90-3,0 MW con el buje a 80 m s.n.m. Para el procesamiento de datos se desarrollaron varias herramientas informáticas en Excel y Visual Basic for Applications (VBA), siendo el objetivo principal modelar la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador. En las salidas se obtuvieron sus parámetros de funcionamiento.

Las condiciones de estabilidad atmosférica se determinaron mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , a partir de la velocidad del viento, de la temperatura de la atmósfera a la altura de medida y de la temperatura de la superficie del océano. La agrupación de datos se hizo en una franja entre -0,02 y +0,02 para atmósfera neutra, para valores menores que -0,02 atmósfera inestable y para mayores que +0,02 atmósfera estable.

La velocidad de fricción, u_* , relacionada con la longitud de rugosidad aerodinámica, z_0 , se obtuvo mediante dos ecuaciones, según las velocidades del viento, una para velocidades inferiores a 4 m/s y otra, con la ecuación de Charnock, para velocidades entre 4 y 50 m/s. En ambos casos, se tratan de ecuaciones con oleaje en equilibrio, completamente desarrollado, lo que supone una buena aproximación para condiciones de mar abierto.

La variación de la velocidad del viento con la altura, U_h , para atmósfera neutra, se ha realizado con la ecuación de semejanza de Monin-Obukhov. Asimismo, para condiciones de atmósfera inestable y estable, se ha aplicado una relación empírica, $\Psi_M(z/L)$, en cada caso, que la desvía de su perfil logarítmico, siendo L la longitud de Obukhov.

Obtenida la producción energética del aerogenerador indicado, se determinaron sus parámetros de funcionamiento para hacer un análisis comparativo.

La validación de los resultados se realizó con las medidas de la velocidad del viento a 80 m s.n.m. en la plataforma FINO 3 y su aplicación al aerogenerador seleccionado.

2. Estudio del comportamiento de la distribución de Weibull, a partir de los datos medidos en mar abierto, en distintas latitudes. Con el objetivo de analizar la importancia de las desviaciones de la producción energética de los aerogeneradores, cuando no existe un ajuste de dicha distribución estadística a los histogramas de las velocidades del viento.

La variación de la velocidad del viento con la altura se ha realizado con el método descrito anteriormente y desarrollado en el Cap. 4, cuya primera fase pasa por determinar la estabilidad atmosférica en el emplazamiento marino. Para el cálculo de los parámetros de Weibull se ha aplicado el método de ajuste de mínimos cuadrados.

3. A partir de los datos medidos a 30 y a 80 m, durante cinco años, en la plataforma de investigación FINO 3, se determinó la intensidad de turbulencia del viento bajo distintas condiciones de estabilidad atmosférica en dicho emplazamiento, para verificar la baja turbulencia ambiental en mar abierto, comprobando en todos los años del estudio que se mantiene por debajo de la curva de menor intensidad de turbulencia, clase C, del MTN.

A continuación, se ha propuesto un criterio para la optimización de la implantación de pp.ee.mm. en su fase de diseño, basadas en configuraciones geométricas de los aerogeneradores de manera que los efectos de las estelas se reduzcan al mínimo. En la primera parte, se estableció la menor distancia entre los aerogeneradores a partir de las condiciones de estabilidad atmosférica de la capa superficial, que se encontrará entre seis y diez diámetros de rotor ($6D$ a $10D$). En la segunda parte, se determinó las alineaciones que capten la mayor energía del viento según una matriz cuadrada, que puede ser extendida a una matriz rectangular, como formas convenientes en grandes áreas marinas.

En el caso de estudio desarrollado, los datos de entrada se obtuvieron de la boya de Gran Canaria de la Red Exterior de boyas de aguas profundas (REDEX) de Puertos del Estado, en series horarias, durante tres años. La variación de la velocidad del viento con la altura también se obtuvo con el modelo desarrollado en el Cap. 4 y con el mismo aerogenerador Vestas citado.

1.6. Estructura de la tesis

La presente tesis se compone de un total de siete capítulos, tres apéndices y las referencias, así como, el uso y desarrollo de varias aplicaciones informáticas en Excel, VBA y MATLAB, que modelan, justifican, representan y verifican los resultados obtenidos.

En el Capítulo 1: *Introducción*, se realiza la presentación de la tesis, se comenta el contexto en la que se enmarca, la escasez de los recursos energéticos y el concepto de desarrollo sostenible. Asimismo, se resalta la importancia de las energías renovables, con una especial atención a la energía eólica. También se citan el objeto de estudio de la investigación realizada y los métodos de estudio empleados.

En el Capítulo 2: *El viento en la capa límite atmosférica*, se desarrollan los aspectos teóricos que se aplicarán al estudio del potencial eólico en mar abierto, para ello se aborda las características generales del viento y de la capa límite atmosférica, centrándonos en la capa superficial, donde es aplicable la teoría de semejanza de Monin-Obukhov. También se identifica la longitud de rugosidad aerodinámica para distintos rangos de velocidades del viento y el perfil del viento para condiciones de diseño.

En el Capítulo 3: *Transformación del recurso eólico*, se hace una introducción al funcionamiento de las máquinas eólicas, así como la conversión de la energía eólica mediante los aerogeneradores, donde se caracterizan los coeficientes relativos al rotor y las curvas características, que serán indispensables para determinar la producción energética de un aerogenerador a partir del recurso eólico disponible y la optimización en la implantación de los parques eólicos.

La incorporación de la teoría de la cantidad de movimiento unidimensional y la validez de su aplicación, han pretendido fijar un límite teórico a la energía que se puede extraer del viento.

En el Capítulo 4: *Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicaciones al cálculo de la energía*, tras la introducción y los antecedentes del estudio, se desarrolla un método para determinar la producción energética anual de un aerogenerador en mar abierto, que tiene en cuenta las variaciones

continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar. En primer lugar, se modela el potencial eólico con los datos proporcionados por la plataforma de investigación FINO 3 y, en segundo lugar, se aplica al cálculo de la energía de un aerogenerador comercial de 3 MW, donde se extraen algunos de sus parámetros de funcionamiento.

El objetivo es proporcionar un método fiable para determinar la variación de la velocidad del viento con la altura en la capa superficial de la atmósfera, en condiciones de mar abierto, a partir de los datos medidos en torres, donde los equipos meteorológicos se encuentran a cotas muy inferiores a las del buje de un aerogenerador.

Las variables de entrada son los datos meteorológicos a 30 m y la temperatura de la superficie del mar, proporcionados por la plataforma. Asimismo, para la comparación de los resultados se utilizaron los datos meteorológicos de dicha plataforma a 80 m, que es la cota del buje del aerogenerador seleccionado para la aplicación del cálculo de la energía.

En la última parte, se hace una discusión del método y se citan las conclusiones más relevantes, donde también se incluyen los resultados obtenidos con la ecuación potencial que, si bien no forma parte del método de estudio, es ampliamente utilizada en las aplicaciones de ingeniería para otros propósitos de diseño.

En el Capítulo 5: *Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos*, en la parte introductoria se describe la distribución de probabilidad de Weibull, debido a que se utiliza frecuentemente en el ámbito de la energía eólica para caracterizar la velocidad del viento en cualquier emplazamiento, ya sea terrestre o marino. En esta línea, con el objetivo de verificar si la distribución de Weibull es representativa en determinados emplazamientos marinos, proponemos un método de estudio basado en dicha distribución. Para ello utilizamos los datos obtenidos en la plataforma de investigación alemana FINO 3 y en dos boyas de la estadounidense National Data Bouy Center, en distintas latitudes del hemisferio norte.

En los resultados se comparan los histogramas de las velocidades del viento con la distribución estadística de Weibull, cuyos parámetros fueron hallados mediante mínimos cuadrados, se comenta su ajuste y cómo afectaría al cálculo de la energía. Al final se abordan las conclusiones y discusión de los resultados.

En el Capítulo 6: *Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos*, comienza haciendo mención al crecimiento de la industria eólica marina, con avances importantes en número y potencia de los nuevos parques

eólicos, pero todavía restringida a un número reducido de países. En el apartado de revisión bibliográfica, se citan algunos documentos relacionados con los factores que influyen en la producción de los pp.ee.mm., como son las turbulencias generadas y el efecto de las estelas, también se comentan los aspectos más destacados en las investigaciones sobre la optimización de los parques eólicos, con un marcado enfoque teórico como son los algoritmos genéticos, todavía sin aplicación real.

Las normas IEC (2005; 2009), y su correspondiente traducción al español UNE-EN (2006; 2010), dan los requisitos de diseño de los aerogeneradores. Así, en relación a las clases de aerogeneradores, conocida la velocidad del viento y su desviación estándar se determina la intensidad de turbulencia en el MTN. Como aplicación, con los datos de la plataforma de investigación FINO 3 a 30 m y a 80 m hemos obtenido la intensidad de turbulencia a dichas cotas entre los años 2013 a 2017, primero de forma global para su comparación con la curva de baja turbulencia del MTN y, segundo, para los distintos casos de estratificación atmosférica.

A continuación, se desarrolla un método de optimización en la implantación de pp.ee.mm. basado en maximizar la producción energética al reducir el efecto de las estelas de sus rotores mediante una configuración poligonal y para una dirección predominante del viento, atendiendo a la estratificación atmosférica. En el caso práctico desarrollado se han utilizado los datos medidos en la boya de Gran Canaria REDEX de Puertos del Estado entre los años 2009 a 2011, siendo la velocidad del viento extrapolada a 80 m con el método propuesto en el Cap. 4, para su aplicación al aerogenerador Vestas V90-3,0 MW. Al final, se abordan las conclusiones de los dos casos desarrollados y se discuten los resultados.

En el Capítulo 7, se indican las conclusiones generales y las nuevas líneas de investigación.

Los Apéndices, A, B y C, aportan la información complementaria de algunos capítulos de la tesis, no incluidas en los mismos, bien porque no es relevante al ser meramente descriptiva o bien para no perder continuidad en la parte central de la investigación.

Finalmente, las Referencias constan de tres apartados: R.1. *Referencias bibliográficas* (artículos, libros, informes técnicos, comunicaciones a congresos y tesis doctorales); R.2. *Sitios webs*, con un breve resumen y R.3. *Parques eólicos marinos* en funcionamiento hasta mediados de 2015, con una breve descripción.

2. El viento en la capa límite atmosférica

2.1. Características generales del recurso eólico

El movimiento de la atmósfera se debe a las fuerzas básicas derivadas del calentamiento del Sol y de la gravedad, que se modifican por la rotación terrestre y por la fricción. Aunque la transformación de la energía calorífica en energía cinética puede tener como efecto el movimiento ascendente o descendente del aire, en general, la velocidad de los vientos horizontales es de centenares de veces mayor que los movimientos verticales (Casas y Alarcón 1999). El movimiento horizontal del aire está regido por las siguientes fuerzas:

- Fuerza del gradiente horizontal de presión o fuerza bórica.
- Fuerza de Coriolis.
- Fuerza centrífuga.
- Fuerza de rozamiento.

Asimismo, según las fuerzas que intervienen, tenemos los siguientes tipos de viento: viento inercial, viento geostrófico, viento termal, viento del gradiente, viento ciclostrófico y viento geostrófico con rozamiento.

El viento inercial se produce en la atmósfera libre cuando existe un equilibrio entre la fuerza de Coriolis, que actúa en dirección perpendicular al viento hacia el centro del círculo, y la fuerza centrífuga, que actúa en dirección radial alejándose del centro. En el hemisferio norte el viento inercial gira a favor de las manecillas del reloj y en el hemisferio sur en contra.

El viento geostrófico tiene lugar en la atmósfera libre donde se puede considerar despreciable la fuerza de rozamiento y, por tanto, se produce cuando la fuerza del gradiente de presión queda equilibrada por la fuerza de Coriolis. Este viento, para el caso más simple que las isóbaras presenten poca curvatura, como se representa en la Fig. 2.1, toma una dirección aproximadamente perpendicular al gradiente de presión desde los núcleos de bajas presiones a los de altas presiones, en el hemisferio norte.

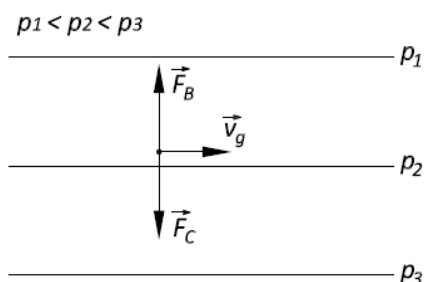


Figura 2.1. Representación del viento geostrófico.

El viento termal es la variación del viento geostrófico con la altura, también se puede decir que es la diferencia entre el viento geostrófico a dos niveles isobáricos distintos. En el hemisferio norte, el aire es normalmente frío hacia el polo norte, mientras que es normalmente cálido hacia el ecuador, luego se observará un viento geostrófico persistente hacia el este, que se incrementa con la altura, que alcanzará valores altos en la alta troposfera relacionado con las corrientes en chorro.

El viento del gradiente ocurre cuando el aire sigue una trayectoria curvilínea alrededor de un núcleo de alta o de baja presión. En este caso no existe equilibrio geostrófico, esto es, la fuerza bórica y la de Coriolis son distintas y tienen sentido opuesto, de tal forma que su suma vectorial da lugar a una aceleración centrípeta hacia el centro de la curvatura.

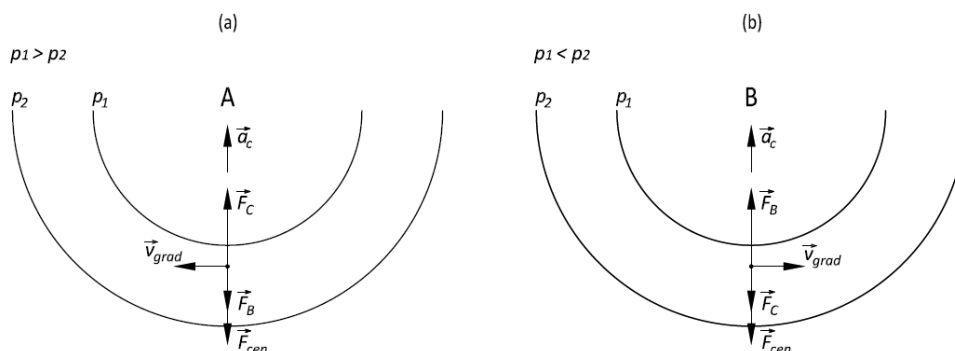


Figura 2.2. Movimientos en torno a centros de alta y de baja presión.

La Fig. 2.2 (a) representa, en el hemisferio norte, un sistema de altas presiones, A, donde el viento sigue una trayectoria aproximadamente circular ya que la fuerza bórica es menor que la fuerza de Coriolis, de tal forma que la diferencia entre ambas da lugar a una aceleración centrípeta neta. Asimismo, en la Fig. 2.2 (b), para el caso de bajas presiones, B, también ocurre dicha aceleración, debido a que la fuerza bórica es mayor que la fuerza de Coriolis. También se puede afirmar que cuando la aceleración tangencial es nula, el viento que circula paralelamente a lo largo de las isobaras curvas es conocido como viento del gradiente.

El viento ciclostrófico es un caso particular del viento del gradiente cuando el sistema de escala es muy pequeña, en la que el radio de curvatura de las líneas de igual presión es de pocas decenas o centenas de metros, de tal forma que la fuerza de Coriolis se hace muy pequeña y se puede despreciar, dando lugar un balance entre la fuerza bórica y la fuerza centrífuga con movimiento ciclónico o anticiclónico, siempre sobre un centro de baja presión, B.

2. El viento en la capa límite atmosférica

El viento geostrófico con rozamiento, representado vectorialmente en la Fig. 2.3, se produce en la capa límite terrestre, donde el rozamiento hace que la velocidad del viento disminuya por debajo del valor geostrófico. Este efecto también influye en la fuerza de Coriolis, que depende de la velocidad y, por tanto, también disminuye. Este viento tiende a atravesar más oblicuamente las isobaras en la dirección y el sentido del gradiente de presión.

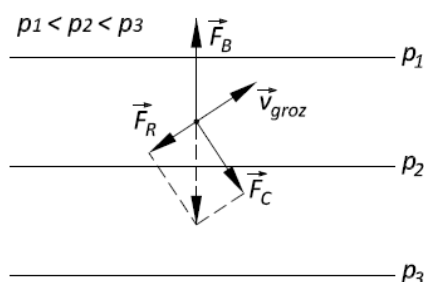


Figura 2.3. Representación del viento geostrófico con rozamiento.

La variación de la superficie terrestre puede afectar al flujo de aire debido a la variación del campo de presiones, la absorción de la radiación solar y la cantidad de humedad disponible. Por otra parte, debido a que los océanos son grandes depósitos de energía, el flujo atmosférico también se encuentra afectado por la circulación oceánica.

Así pues, todos estos efectos conducen a una presión diferencial que afectan a los vientos globales y muchos vientos regionales. Además, el calentamiento o enfriamiento local pueden originar vientos locales persistentes, como las brisas marinas y los vientos de montañas.

2.1.1. Variación espacial y temporal del viento

Los fenómenos atmosféricos tienen distintas dimensiones espaciales, desde centímetros a miles de kilómetros, y temporales, desde segundos a meses, superponiéndose normalmente unas con otras. La clasificación de las escalas atmosféricas, utilizadas por la comunidad científica, se debe a Charney (1948) y son denominadas de forma genérica: macroescala, mesoescala y microescala.

Según Orlanski (1975), la macroescala, o escala sinóptica, está formada por la circulación general atmosférica, ciclones y anticiclones que poseen unas dimensiones espaciales entre 2.000 y 10.000 km, y superiores, con una duración de varias semanas. La mesoescala está formada por fenómenos meteorológicos cuyos sistemas de vientos, nubes, brisas marinas, etc., poseen unas dimensiones espaciales comprendidas entre 2 y 2.000 km y ciclos de vida entre una hora hasta varios días. La microescala tiene una escala espacial pequeña de hasta 2 km y con escalas de tiempo menores de 1 hora.

La velocidad del viento es una magnitud vectorial tridimensional, que experimenta fluctuaciones aleatorias de pequeña escala en el espacio y en el tiempo, superponiéndose a un flujo organizado de mayor escala (OMM 2014). No obstante, se suele simplificar considerando que el viento de superficie es una magnitud vectorial bidimensional definida por la velocidad y la dirección.

La variabilidad del viento se extiende sobre una enorme gama de escalas de tiempo (Manwell et al. 2009), tales como de segundos a minutos, donde se pone de manifiesto la turbulencia estacionaria, creada por estelas y obstáculos, y por la inestabilidad térmica. En la escala de horas a días, se producen fenómenos no estacionarios, tales como las circulaciones térmicas diarias. En la escala de días a semanas se originan pasos de sistemas de gran escala. En la escala de semanas a meses se manifiesta las diferencias estacionales, relacionadas con la diferencia de temperaturas a nivel global. Las diferencias de año a año están causadas por el ciclo solar.

En relación a las variaciones del viento, para los datos de velocidad y dirección, tomados de una serie diezminutal en la plataforma de investigación FINO 2 (55° 00' 24,94" N, 13° 09' 15,08" E), el día 01-01-2012. En la Fig. 2.4 (a) se observa la variación horaria de la velocidad del viento a 32 m s.n.m., la curva superior representa los valores máximos, la inferior los valores mínimos y la curva entre ambas, de color azul, los valores promediados, que son los que tomaremos para realizar los cálculos energéticos.

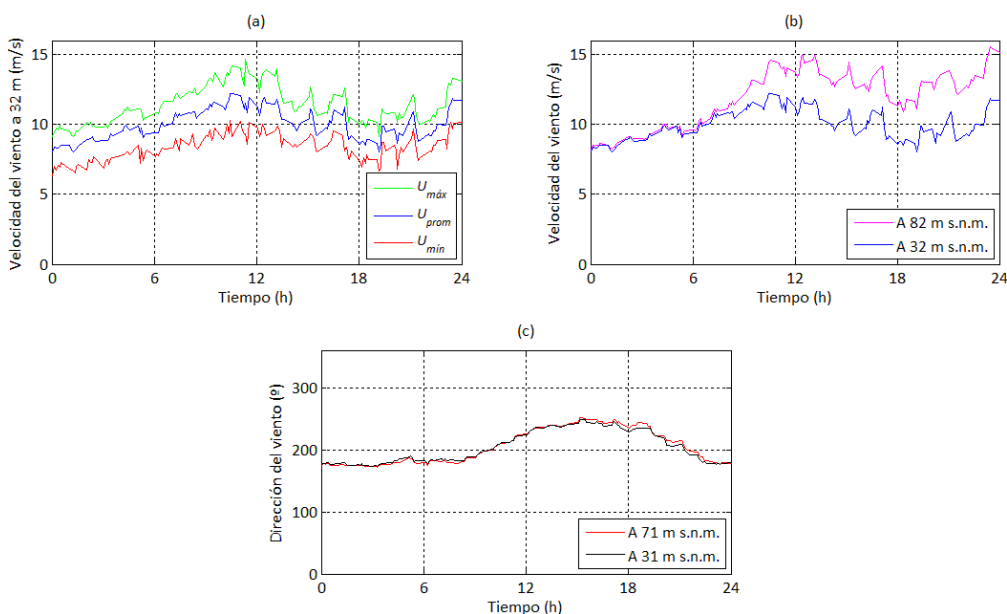


Figura 2.4. Variación de la velocidad y dirección del viento.

Por otra parte, en relación con la variación de la velocidad del viento con la altura, en general, la magnitud del viento a mayor cota es superior que a menor cota, pero a veces ocurren excepciones a la regla, lo que incrementa su dificultad de modelado, como se observa en la Fig. 2.4 (b) para alturas de 32 m y 82 m s.n.m., en la que hay un periodo superior a seis horas donde las velocidad del viento es la misma. En cambio, en la Fig. 2.4 (c) las medidas de la dirección del viento a 31 m y 71 m s.n.m., no presenta prácticamente variaciones, por lo que podemos afirmar que, en la capa superficial atmosférica, no existe variación de la dirección del viento con la altura.

2.1.2. La potencia del viento

En la Fig. 2.5 se representa un tubo de corriente de sección recta A_1 , perteneciente a un campo fluido de viento de velocidad uniforme v_1 .

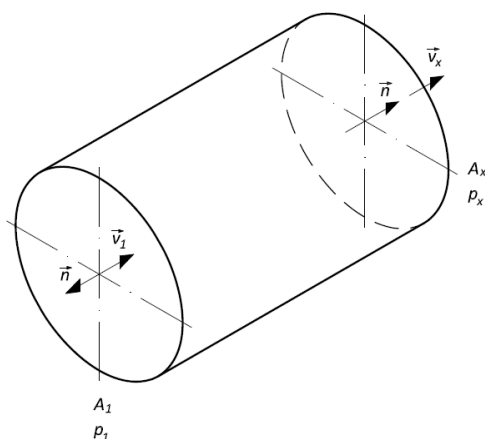


Figura 2.5. Campo fluido de viento mediante un tubo de corriente.

Para la determinación teórica de la potencia del viento consideraremos las siguientes hipótesis (CIEMAT 2001):

- Se supone el aire como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido.
- El movimiento del fluido es estacionario y todas las variables dependen sólo del punto del espacio donde se calculen.
- El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, con lo cual se puede considerar el aire, en este caso, como prácticamente incompresible y, en consecuencia, su densidad, ρ , es constante en todo el campo.

La ecuación de conservación de la energía mecánica para un volumen fluido, referida a un volumen de control variable con el tiempo, $V_c(t)$, válida para fluidos incompresibles es:

$$\frac{d}{dt} \int_{V_c(t)} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 + U \right) dV + \int_{A_c} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 + U \right) (\vec{v} - \vec{v}_c) \cdot \vec{n} dA = \int_{A_c} (\vec{n} \cdot \vec{\tau}) \cdot \vec{v} dA - \int_{V_c} \vec{\Phi}_v dV \quad (2.1)$$

En el primer miembro, el primer sumando representa la variación en el tiempo de la energía total en el volumen de control, V_c , y el segundo sumando es el flujo convectivo de energía total que sale a través de la superficie del volumen de control. Siendo ρ la densidad, v el módulo de la velocidad del flujo, U el potencial de fuerzas másicas, \vec{v} velocidad absoluta del flujo, \vec{v}_c la velocidad de la superficie de control y \vec{n} vector unitario normal (saliente) a la superficie de control.

En el segundo miembro, el primer sumando es la potencia de las fuerzas de presión y viscosas que se ejercen sobre el fluido a través de la superficie de control, A_c , y el segundo sumando es el calor comunicado por unidad de tiempo al fluido que ocupa el volumen de control. Siendo $\vec{\tau}$ el tensor de tensiones y $\vec{\Phi}_v$ la función de disipación viscosa.

De acuerdo con las hipótesis adoptadas y siendo el volumen de control fijo, la Ec. (2.1) queda de la forma siguiente:

$$\int_{A_c} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 + U \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \int_{A_c} (\vec{n} \cdot \vec{\tau}) \cdot \vec{v} dA \quad (2.2)$$

Despreciando el efecto de la energía potencial del aire contenido en el volumen de control, obtenemos la siguiente expresión:

$$\int_{A_c} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \int_{A_c} (\vec{n} \cdot \vec{\tau}) \cdot \vec{v} dA; \quad (2.3)$$

El tensor de tensiones, $\vec{\tau}$, puede descomponerse haciendo:

$$\vec{\tau} = \vec{\tau}' - p\vec{l};$$

donde, por una de las hipótesis adoptada, el tensor de tensiones viscosas $\vec{\tau}' = 0$ y, por tanto, tenemos: $\vec{\tau} = -p\vec{l}$, donde p es la presión e \vec{l} es el tensor unitario, quedando la Ec. (2.3) de la forma siguiente:

$$\int_{A_c} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \int_{A_c} [\vec{n} \cdot (-p\vec{l})] \cdot \vec{v} dA; \quad (2.4)$$

2. El viento en la capa límite atmosférica

A continuación, para el campo fluido del viento representado en la Fig. 2.5, se resuelven las ecuaciones.

En el primer miembro, tenemos:

$$\int_{A_1} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \rho \frac{1}{2} v_1^2 (-v_1) \cdot A_1 ;$$

$$\int_{A_x} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \rho \frac{1}{2} v_x^2 (v_x) \cdot A_x ;$$

quedando:

$$\int_{A_c} \rho \left(\frac{1}{2} v^2 \right) \cdot \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \rho \frac{1}{2} v_1^2 (-v_1) \cdot A_1 + \rho \frac{1}{2} v_x^2 (v_x) \cdot A_x ;$$

En el segundo miembro, tenemos:

$$\int_{A_1} [\vec{n} \cdot (-\rho \vec{l})] \cdot \vec{v} dA = -\rho_1 (\vec{n}_1 \cdot \vec{v}_1) \cdot A_1 = -\rho_1 (-v_1) \cdot A_1 ;$$

$$\int_{A_x} [\vec{n} \cdot (-\rho \vec{l})] \cdot \vec{v} dA = -\rho_x (\vec{n}_x \cdot \vec{v}_x) \cdot A_x = -\rho_x (v_x) \cdot A_x ;$$

quedando:

$$\int_{A_c} [\vec{n} \cdot (-\rho \vec{l})] \cdot \vec{v} dA = \rho_1 v_1 A_1 - \rho_x v_x A_x$$

En el tubo de corriente considerado, tenemos:

$$\rho_x = \rho_1 ; \quad v_x = v_1 ; \quad A_x = A_1 ;$$

Luego:

$$\rho \frac{1}{2} v_1^2 (-v_1) \cdot A_1 + \rho \frac{1}{2} v_x^2 (v_x) \cdot A_x = 0 ;$$

$$\rho \frac{1}{2} v_1^3 A_1 = \rho \frac{1}{2} v_x^3 A_x ;$$

Que nos permite expresar la potencia del viento de la siguiente forma:

$$\dot{W}_1 = \frac{1}{2} \rho A_1 v_1^3 \quad (2.5)$$

Así pues, la potencia del viento incidente, \dot{W}_1 , es proporcional a la densidad del aire, ρ , al área de la sección considerada, A_1 , y al cubo de la velocidad, v_1 , del viento incidente.

Para una presión atmosférica normal, la densidad del aire aumenta cuando baja la temperatura. Así, cuanto más pesado sea el aire más energía

recibirá una turbina eólica. Debido a que la potencia eólica disponible es directamente proporcional al área, A , considerada, se puede relacionar con el viento entrante en el área que determina el rotor de un aerogenerador, cuyo diámetro está elevado al cuadrado. Por ello, si se duplica el diámetro del rotor, la energía obtenida se verá multiplicada por un factor igual a cuatro.

De la Ec. (2.5) obtenemos la densidad de potencia:

$$\dot{W}_1/A_1 = \frac{1}{2} \rho v_1^3 \quad (2.6)$$

En la Fig. 2.6 se representa la densidad de potencia de un flujo de aire ideal para una densidad constante de $1,225 \text{ kg/m}^3$, que corresponde al aire seco a la presión atmosférica estándar a nivel del mar y a 15°C , en donde se puede destacar el efecto del cubo de la velocidad del viento.

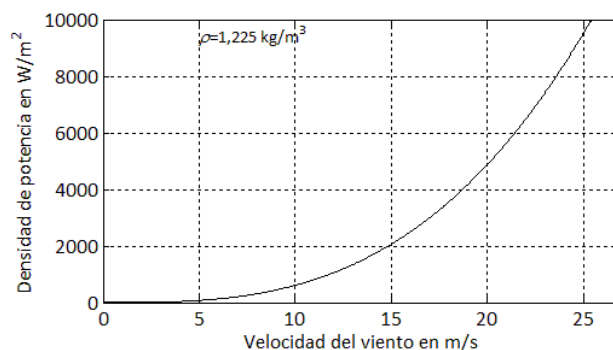


Figura 2.6. Densidad de potencia eólica disponible.

2.2. Características de la capa límite atmosférica

Existen distintas formas de nombrar la capa límite atmosférica, tales como capa límite planetaria, capa límite convectiva, capa de mezcla, etc..., pero todas ellas se refieren a la zona de la atmósfera en contacto con la superficie de la Tierra que, por la influencia del Sol, crea un calentamiento desigual de dicha superficie y junto a la disminución de la temperatura con la altura, se producen fenómenos convectivos importantes originando una intensificación de los movimientos caóticos del aire, conocidos como turbulencia atmosférica. Por encima de la capa límite el comportamiento de la atmósfera no está sujeto a dichos intercambios turbulentos.

Podemos definir la capa límite atmosférica como: *la parte de la troposfera que se encuentra directamente influenciada por la superficie terrestre y sus efectos tienen una escala de tiempo en torno a una hora o menos* (Stull 2009). Entre estos efectos se incluyen la resistencia por fricción, la evaporación y la

2. El viento en la capa límite atmosférica

transpiración, la transferencia de calor y la modificación del flujo inducido por la superficie. El espesor de dicha capa límite es muy variable en el tiempo y en el espacio, a modo de referencia la altura de la capa límite sobre zonas terrestres puede variar entre cien metros en noches frías y despejadas, hasta más de dos kilómetros en días soleados. Sobre los océanos, la altura de la capa límite varía de forma relativamente lenta debido, entre otros factores, a que el agua tiene una gran capacidad calorífica, lo que significa que puede absorber grandes cantidades de calor del Sol con poco cambio de temperatura.

Dependiendo del tipo de superficie en contacto con la atmósfera podemos distinguir a grandes rasgos: zonas marítimas (océanos, mares, grandes ríos y grandes lagos) y zonas terrestres, donde la influencia de estas determinan distintas características de la capa límite. En la Tabla 2.1 se indican algunas características de la capa límite, según las zonas consideradas.

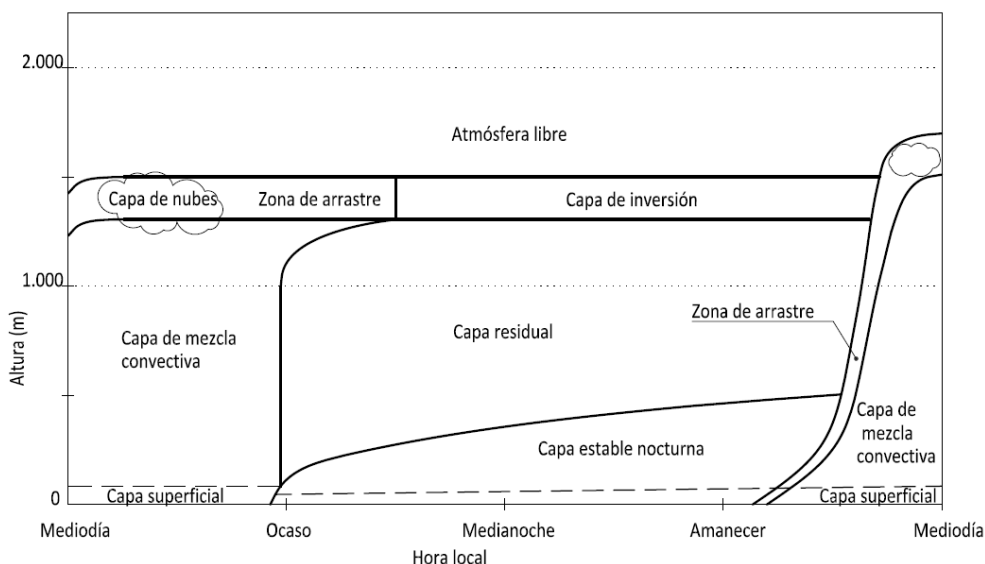
Tabla 2.1. Tipologías de capas límites atmosféricas

Zonas marítimas	Zonas terrestres
Reducida variabilidad diurna	Elevada variabilidad diurna
Altura entre 1 y 2 km	Altura entre 1 y 3 km. En zonas desérticas hasta 5 km
Razón de Bowen baja, aprox 0,1	Razón de Bowen alta, entre 0,5 y 5
Influencia del oleaje	Influencia de la morfología de la superficie

La razón de Bowen se define como la relación entre el flujo de calor sensible y el flujo de calor latente sobre una superficie. En zonas terrestres húmedas dicho valor se encuentra por debajo de la unidad y en zonas terrestres áridas se encuentra por encima de la unidad.

En la Fig. 2.7 se representa la estructura de la capa límite atmosférica sobre una zona terrestre y en una región de altas presiones que evoluciona en un ciclo diario. En general se distinguen: capa de mezcla convectiva, muy turbulenta, capa residual, menos turbulenta y capa estable nocturna, con turbulencia esporádica. El comportamiento dinámico y variable del espesor de la capa límite se inicia al amanecer, creciendo a mediodía y decreciendo al atardecer, estando condicionado por el proceso de convección. En cambio durante la noche la temperatura baja por enfriamiento radiativo, quedando la capa límite definida por el estrato estable representado por la inversión radiativa superficial.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos



Fuente: basada en R.B. Stull 2009-An introduction to boundary layer meteorology

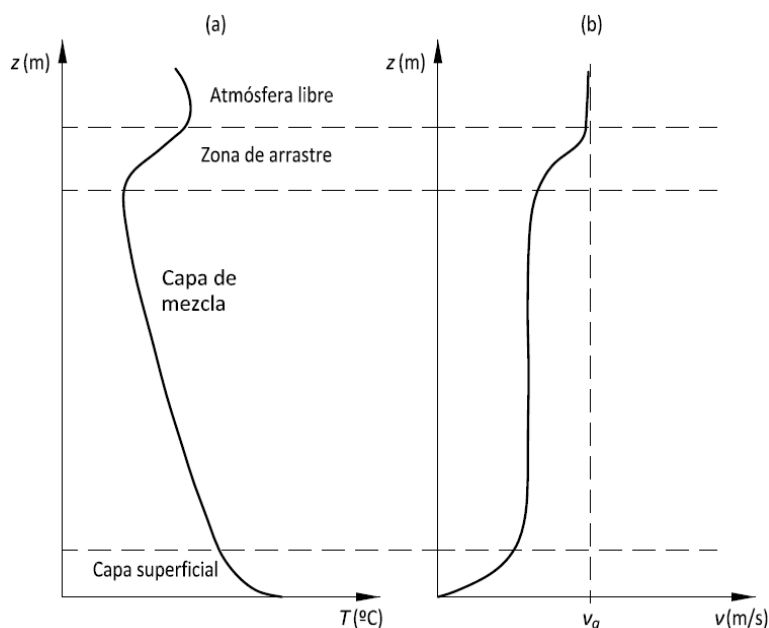
Figura 2.7. Estructura y evolución de la capa límite atmosférica.

La mayoría de los cambios en la profundidad de la capa límite sobre los océanos son causados por procesos sinópticos y de mesoescala de movimiento vertical y la advección de diferentes masas de aire sobre la superficie del mar. Una masa de aire con una temperatura diferente que la del océano se someterá a una modificación hasta que su temperatura se equilibra con la de la superficie del mar.

La parte inferior de la capa límite atmosférica se denomina capa superficial y se suele considerar con un espesor sobre un 10% de la capa límite atmosférica. En ella la resistencia de arrastre, la conducción de calor y la evaporación originan cambios importantes con la altura en la velocidad del viento, en la temperatura y en la humedad. Sin embargo, los flujos turbulentos son relativamente uniformes con la altura, por lo que se denomina también capa de flujo constante.

En la Fig. 2.8 se representan los perfiles típicos idealizados, durante el día, de la temperatura, parte (a), y de la velocidad del viento, parte (b), en la capa límite atmosférica. En la gráfica de la temperatura, la capa superficial es inestable y el gradiente térmico en la capa de mezcla es casi adiabático. Las térmicas se elevan desde la capa superficial hasta la zona de arrastre y crean fuertes turbulencias en la vertical. Durante el día, la capa superficial, la capa de mezcla y la parte inferior de la zona de arrastre, son estáticamente inestables. Por otra parte, en la zona de arrastre, se incorpora aire nuevo desde la atmósfera libre hasta la capa de mezcla.

2. El viento en la capa límite atmosférica



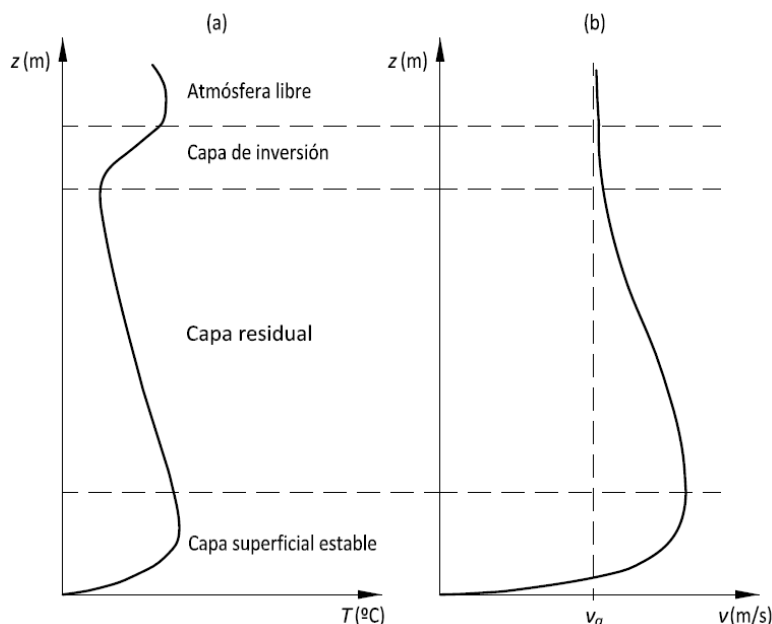
Fuente: basada en R.B. Stull 2000-Meteorology for scientists and engineers

Figura 2.8. Perfiles típicos durante el día en la capa límite atmosférica.

En el caso de la velocidad del viento, Fig. 2.8 (b), se ha supuesto, en condiciones anticiclónicas, sobre una superficie terrestre para una hora central del día, en donde aparece un perfil logarítmico del viento en la capa superficial, con un máximo de viento subgeostrófico en la capa de mezcla, seguido de un incremento en la zona de arrastre, hasta la velocidad del viento geostrófico, v_g , en la atmósfera libre.

En la Fig. 2.9 se representan los perfiles típicos idealizados, durante la noche, de la temperatura, parte (a), y de la velocidad del viento, parte (b), en la capa límite atmosférica en condiciones anticiclónicas con cielos despejados.

En la gráfica de la temperatura en función de la altura, Fig. 2.9 (a), en la parte inferior, se forma una capa superficial estable, que puede llegar a tener un espesor de hasta 20 m, con un calentamiento hasta la zona central debido al enfriamiento terrestre y un progresivo enfriamiento hasta la capa residual, que mantiene el gradiente adiabático constante del día anterior. En la parte superior se forma una inversión térmica radiativa que irá haciéndose mayor a lo largo de la noche.



Fuente: basada en R.B. Stull 2000-Meteorology for scientists and engineers

Figura 2.9. Perfiles típicos durante la noche en la capa límite atmosférica.

En la gráfica de la velocidad del viento en función de la altura, Fig. 2.9 (b), hay que destacar que a unos cientos de metros, entre la capa superficial y la capa residual, el viento puede ser supergeostrófico, a pesar de que los vientos cerca de la superficie del suelo podrían estar en calma. A medida que se incrementa la altura el viento va disminuyendo hasta alcanzar el valor de viento geostrófico, v_g , en la atmósfera libre.

Nuestro estudio se centra en la capa superficial, por ser esta donde se encuentra el rotor de los aerogeneradores marinos, aunque en determinadas condiciones de gran estabilidad el rotor se encontrará en una capa residual, pudiendo tener la fluctuación de la capa superficial efectos importantes de la cortadura del viento sobre el rotor.

2.2.1. Turbulencia

La turbulencia es un régimen de flujo tridimensional, rotacional, disipativo, con cambios espacio-temporales rápidos de presión y de velocidad.

Si bien existen casos en la Naturaleza muy excepcionales en los que la mezcla se produce por difusión molecular en regímenes laminares, es usual que la mezcla que se produce en las capas bajas de la atmósfera tenga carácter turbulento, además de ser aleatoria e irregular y manifestar una gran variabilidad.

2. El viento en la capa límite atmosférica

Por todo ello, se puede afirmar que el transporte turbulento es varios órdenes de magnitud más eficaz que la difusividad molecular (Garratt 1992).

Las escalas de tiempo de los movimientos turbulentos varía desde unos pocos segundos, para los remolinos pequeños, hasta media hora los remolinos más grandes. La escala espacial cubre valores desde los milímetros, de las fluctuaciones disipativas, hasta algunos cientos de metros de los remolinos de la capa límite.

En el rango de la microescala la turbulencia del viento se define como la variación temporal y espacial de la velocidad del viento con variaciones temporales entre 0 y 10 minutos, y espaciales hasta decenas de metros. También, en general, se define como la fluctuación de la velocidad del viento en intervalos inferiores al periodo de cálculo de la velocidad media.

La turbulencia del flujo atmosférico está generada principalmente por dos causas: la fricción con la superficie terrestre o con la superficie del mar, y los efectos térmicos que pueden causar el movimiento de masas de aire verticalmente, como resultado de las variaciones de la temperatura y la densidad del aire. Siendo usual que estas dos causas se produzcan de forma simultánea.

La transferencia de cantidad de movimiento de la atmósfera al océano es significativa, ya que una parte de ella contribuye a la generación de oleaje, mientras que el resto influye en la generación de turbulencia y corrientes convectivas en las capas superficiales del océano. En la capa de la atmósfera en contacto directo con la superficie marina, la turbulencia se encuentra muy afectada por el oleaje, pero por encima de dicha capa, que puede ser de 2 a 4 veces la altura de la ola, el flujo atmosférico puede considerarse horizontal y unidireccional (Castro, González y Portela 1991).

Para realizar una evaluación del potencial eólico es necesario caracterizar la turbulencia atmosférica en el emplazamiento, ya que ésta generará cargas dinámicas estructurales sobre los aerogeneradores, así como variaciones de la potencia suministrada. Generalmente, las zonas con turbulencia alta están asociadas a superficies complejas con pendientes acusadas, obstáculos o estelas de aerogeneradores.

También, el perfil vertical de la velocidad de viento está influenciado por el nivel de turbulencia. Las variaciones diarias y estacionales del viento en un emplazamiento son determinantes para conocer la producción energética. En cambio las variaciones a corto plazo permiten conocer la turbulencia y las ráfagas del viento, siendo fundamental para el cálculo de las cargas sobre los distintos componentes de los aerogeneradores.

La fluctuación del viento está descrita de forma aproximada por la velocidad media, \bar{v} , durante un tiempo determinado, siendo un valor típico diez minutos, y por la intensidad de turbulencia, I_t . La velocidad media del viento medida en el tiempo T viene dada por:

$$\bar{v} = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) dt \quad (2.7)$$

La varianza da una estimación del carácter aleatorio de la velocidad del viento y viene dada por la siguiente expresión:

$$\bar{v}^2 = \frac{1}{T} \int_0^T (v(t) - \bar{v})^2 dt \quad (2.8)$$

$$\bar{v}^2 = \sigma^2, \quad (2.9)$$

siendo la desviación estándar, σ , la raíz cuadrada de la varianza.

El coeficiente de variación, que llamamos intensidad de turbulencia, es la razón entre la desviación estándar y la velocidad media del viento:

$$I_t = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (2.10)$$

La intensidad de turbulencia varía en un amplio rango entre 0,05 y 0,40 debido a las fluctuaciones naturales y a los diferentes periodos promedio de las mediciones (Gasch y Twele 2012).

En la Fig. 2.10 (a) se representa un caso de la variación de la velocidad del viento durante un corto periodo de tiempo, donde se aprecia su carácter aleatorio y se valoran los dos parámetros citados.

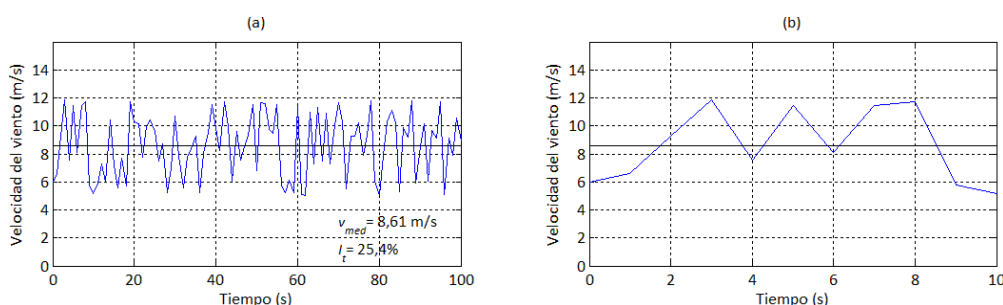


Figura 2.10. Velocidad media y turbulencia del viento.

En general, una ráfaga es un evento discreto dentro de un campo de viento turbulento. En el ámbito de la energía eólica y en relación con grandes aerogeneradores, se define ráfaga como la máxima velocidad del viento en un

tiempo de segundos a minutos. En la Fig. 2.10 (b) se ha extraído el detalle de la figura anterior con las variaciones de la velocidad del viento entre 0 y 10 s, donde se observan distintas ráfagas.

Una forma de caracterizar una ráfaga es mediante: la amplitud, el tiempo de subida, la variación de la ráfaga máxima y el tiempo de variación de la ráfaga máxima (Manwell et al. 2009), de tal forma que dichos factores influyen sobre las cargas estructurales de los aerogeneradores, por lo que se tienen en cuenta en su fase de diseño.

2.2.2. Tipos de estabilidad

La estabilidad de flujo indica si la atmósfera desarrollará turbulencias u ondas de crecimiento. De esta manera, el aire inestable se vuelve, o es, turbulento y el aire estable se vuelve, o es, laminar (Stull 2000).

La estabilidad estática tiene en cuenta sólo la flotabilidad para estimar la estabilidad de flujo, y hace caso omiso de la cortadura del viento medio. En cambio, la estabilidad dinámica considera tanto la cortadura, o cizalladura, del viento como la flotabilidad, siendo usual su determinación por el número de Richardson.

Para cualquier altura, la fuerza de flotabilidad se basa en la diferencia de temperatura entre una parcela de aire y el medio ambiente que le circunda. Cuando una parcela de aire separada verticalmente de su nivel inicial queda en la nueva posición a la que se lleva, sin volver a la posición de partida ni proseguir su movimiento, tenemos atmósfera neutra. En tal caso, los movimientos del aire ni son dificultados, ni se ven favorecidos. Asimismo, si la hipotética parcela de aire citada siguiese en movimiento, estaríamos en condiciones de atmósfera inestable, y si volviese a la posición de partida, estaríamos en condiciones de atmósfera estable.

En la Fig. 2.11 se muestra un esbozo de los casos generales de las líneas de estado de la capa límite atmosférica en comparación con la línea adiabática seca, así para igual pendiente existe atmósfera neutra, para menor pendiente tenemos atmósfera inestable y para mayor pendiente atmósfera estable.

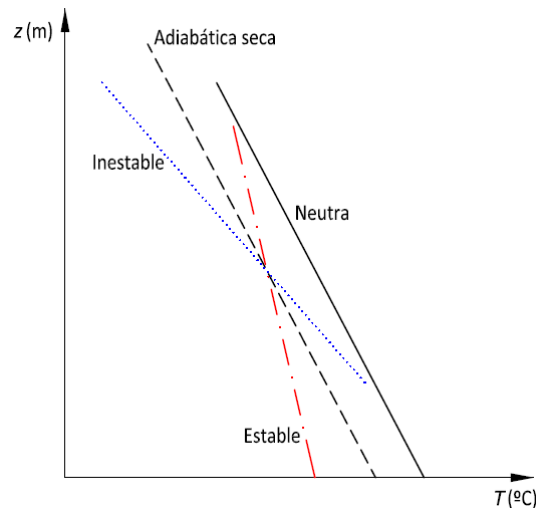


Figura 2.11. Esbozo de las líneas de estado de la atmósfera.

La variación de la temperatura de la parcela de aire que se mueve verticalmente depende del tipo de evolución adiabática, ya sea seca o saturada. En el primer caso la partícula realiza el movimiento vertical sin condensar su vapor de agua y en el segundo caso condensando su vapor de agua.

Los cambios en la estabilidad también es una propiedad de la capa límite, ya que se encuentra afectada por la fricción y los intercambios energéticos con la superficie terrestre. Algunas consideraciones descriptivas tomando como base el ámbito terrestre, serían las siguientes:

- Condiciones neutras: están asociadas una cierta actividad mecánica y reducida actividad térmica, como puede ser el caso de fuertes vientos con cielos cubiertos, existiendo poca mezcla vertical. Pueden ocurrir al atardecer, cuando el cese de la aportación energética del Sol provoca una disminución rápida de la capa de mezcla, lo que puede traducirse en una estratificación cercana a la neutralidad, dando lugar a la capa límite residual. Las condiciones atmosféricas neutras en el ámbito marino es una situación predominante (Businger 1985).

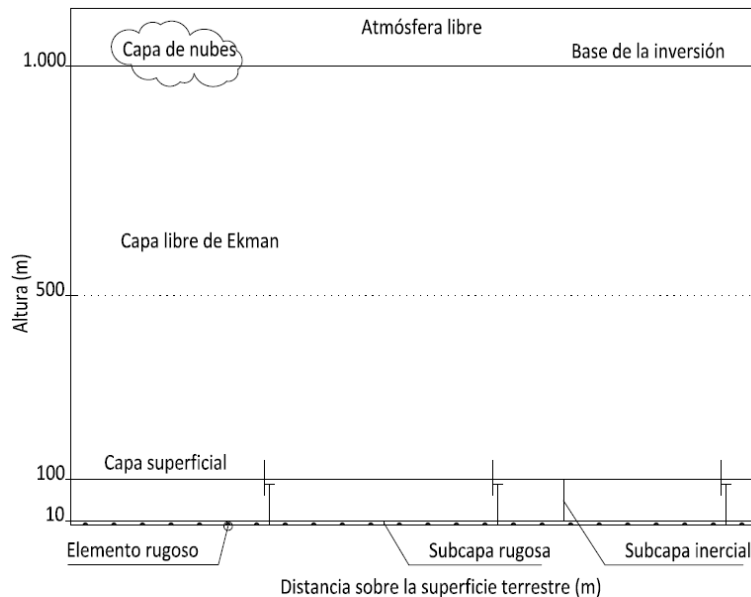
- Condiciones inestables: el calentamiento de la superficie al amanecer se transmite hacia la atmósfera y se destruye la inversión radiativa formada durante la noche. Ahora la capa límite presenta una agitación intensa lo que hace que aumente el espesor de la columna de aire afectado, alcanzando su máximo al mediodía hasta una altura de 1.000 m sobre la superficie planetaria, aunque en condiciones de fuerte inestabilidad puede duplicar o triplicar dicho valor. El máximo se encuentra determinado por la presencia de una inversión térmica en altura, que es una discontinuidad que a veces también indican otras variables, como la humedad y la velocidad del aire.

2. El viento en la capa límite atmosférica

- Condiciones estables: las condiciones de estabilidad se presentan, generalmente, durante la noche, debido a la ausencia energética del Sol y provoca inversiones térmicas en las proximidades de la superficie terrestre. La mezcla producida en estas condiciones es muy pequeña y no favorece el intercambio vertical entre distintos niveles, siendo la agitación turbulenta muy reducida. Este tipo de inversiones térmicas están asociadas a anticiclones con débiles velocidades de viento. En noches despejadas un valor típico de estas inversiones suele ser del orden de 100 m (Stull 2009).

2.2.3. La fricción en la capa límite

La capa límite en condiciones neutras presenta dos regiones, como se indica en la Fig. 2.12, una externa, llamada capa de Ekman y otra interna, denominada capa superficial, o capa de Prandtl. En la capa externa el flujo no presenta ninguna dependencia con la naturaleza de la superficie, y la influencia de la fuerza de Coriolis debida a la rotación terrestre es importante. En la capa superficial, ocurre al contrario, es decir, el flujo depende de la naturaleza de la superficie y la fuerza de Coriolis es despreciable.



Fuente: basada en J.R. Garratt 1992-The atmospheric boundary layer

Figura 2.12. Estructura de la capa límite para condiciones neutras.

La capa superficial se puede subdividir en: subcapa rugosa y subcapa inercial. La primera presenta un espesor aproximado al parámetro de rugosidad z_0 , en ella la turbulencia y los perfiles promedio dependen directamente de la estructura de los elementos rugosos y el intercambio de materia y energía entre

la superficie viene dado por un proceso de difusión molecular. En la segunda, con un espesor del orden de varias decenas de metros por encima de la subcapa rugosa, los efectos de fricción se relacionan con el movimiento turbulento del aire y el viento aumenta su magnitud en forma logarítmica con la altura en condiciones neutras.

A medida que la altura aumenta la fuerza de fricción disminuye permitiendo que el viento se aproxime cada vez más al viento geostrófico, acercándose a la dirección de las isobaras, este fenómeno se conoce como el efecto de la capa de Ekman. En condiciones ideales la variación del viento con la altura forma la espiral de Ekman (1902) en dicha capa, que viene dada por las ecuaciones:

$$u/v_g = [1 - e^{-\gamma_E z} \cos(\gamma_E z)] \quad (2.11)$$

$$v/v_g = [e^{-\gamma_E z} \sin(\gamma_E z)] \quad (2.12)$$

donde: $\gamma_E = [f_c / 2K_M]^{1/2}$ es el parámetro de la espiral de Ekman, f_c es el parámetro de Coriolis como función de la latitud y K_M es la viscosidad turbulenta.

La solución de los vectores de velocidad en función de la altura se indica en la Fig. 2.13, de tal forma que la hodógrafa traza la espiral de Ekman en la atmósfera, la cual se ha proyectado en un plano horizontal.

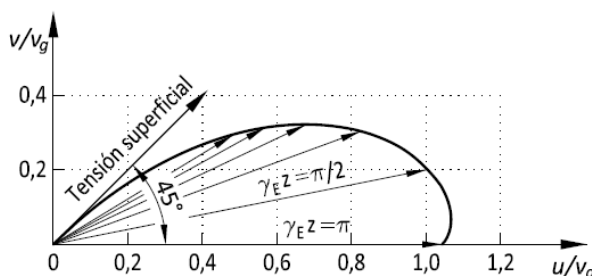


Figura 2.13. Proyección horizontal de la espiral de Ekman.

De acuerdo con la solución indicada, el vector del viento de la capa superficial se encuentra a 45° a la izquierda del vector de viento geostrófico en el hemisferio norte. Por lo tanto, la tensión superficial también se encuentra en dicha dirección, debido a la fuerza de arrastre en dicha capa.

En la Fig. 2.14 (a) se representa una perspectiva de la variación del viento con la altura cuando el ángulo $\gamma_E z$ varía entre 0 y π radianes, siendo el resto de parámetros constantes con los valores típicos indicados para una determinada latitud. El extremo de los vectores cuyo origen se encuentran en una recta vertical por $(0,0)$, y perpendiculares a ella, determinan dicha curva. Asimismo, en la Fig.

2. El viento en la capa límite atmosférica

2.14 (b) se muestra una proyección horizontal de la espiral de Ekman con los mismos datos citados antes.

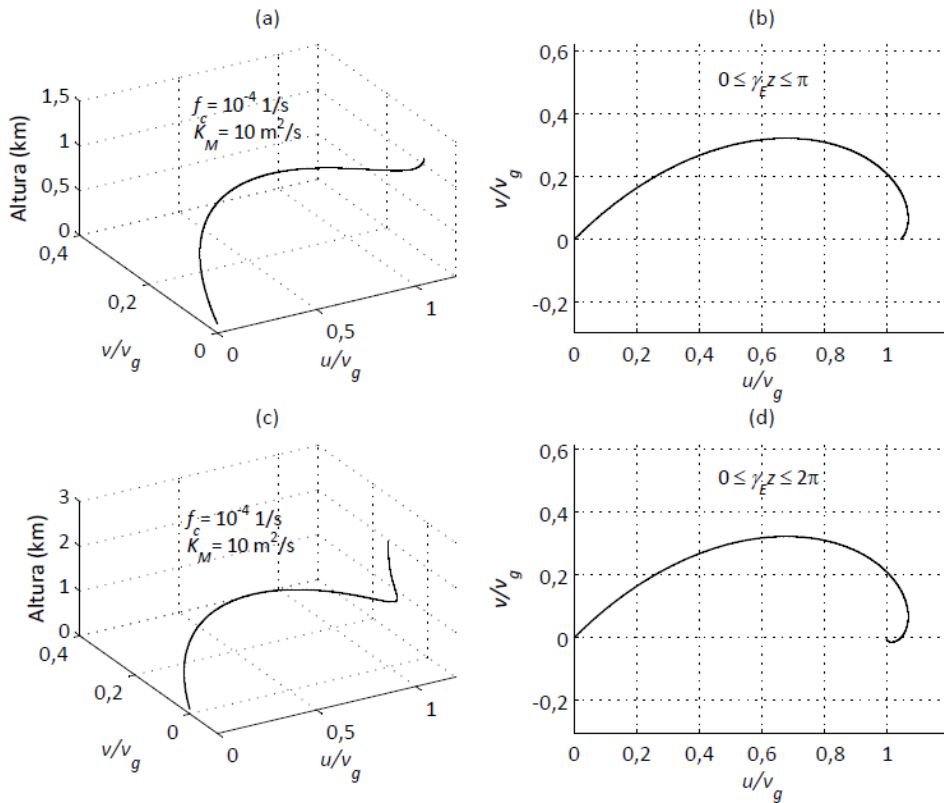


Figura 2.14. Espiral de Ekman para distintas alturas.

En la Fig. 2.14 (c) se representa una perspectiva de la variación del viento con la altura cuando el ángulo $\gamma_E z$ varía entre 0 y 2π radianes, con los mismos valores para el parámetro de Coriolis y la viscosidad turbulenta. Como se puede observar entre π y 2π el viento varía muy poco con la altura, considerándose dicho viento geostrofico paralelo a las líneas de presión constante. En la Fig. 2.14 (d) se muestra una proyección horizontal de la espiral de Ekman con los mismos datos citados antes.

2.3. Teoría de semejanza para la capa superficial

En la capa superficial los flujos de cantidad de movimiento, de calor y de humedad pueden variar en torno al 10% con la altura, por lo que se puede considerar como una capa de flujo constante (Núñez 2002). Bajo estas condiciones, es aplicable la teoría de semejanza, también conocida como teoría de semejanza de Monin-Obukhov, siendo los principales parámetros que la identifican:

- La velocidad de fricción, u_* , que viene dada por:

$$u_* = \left| \frac{\tau}{\rho} \right|^{1/2} \quad (2.13)$$

donde τ es la tensión superficial y ρ la densidad.

- La longitud de Obukhov, L , que se expresa mediante:

$$L = \frac{-u_*^3}{k \frac{g}{\bar{\theta}_v} F_{Hs}} \quad (2.14)$$

siendo k la constante de von Kármán, g la aceleración de la gravedad, $\bar{\theta}_v$ la temperatura potencial virtual media, $\frac{g}{\bar{\theta}_v}$ la flotabilidad y F_{Hs} el flujo cinemático de calor.

- La temperatura de escala, θ_* , viene dada por la ecuación:

$$\theta_* = \frac{-\overline{(w'\theta')}_s}{u_*} \quad (2.15)$$

tal que $w'\theta'$ es el flujo cinemático de temperatura potencial, donde el numerador expresa su valor medio para el aire cerca de la superficie.

- La humedad de escala, q_* , mediante la ecuación:

$$q_* = \frac{-\overline{(w'q')}_s}{u_*} \quad (2.16)$$

siendo $w'q'$ el flujo cinemático de humedad, también aquí el numerador representa el valor medio para el aire cerca de la superficie.

Todas las magnitudes adimensionales para la capa superficial se expresan en función de las longitudes z y L , de la forma: $\xi = z/L$.

La longitud de Obukhov, L , representa la altura de la capa límite donde los procesos mecánicos (cizalla del viento) se igualan a los procesos térmicos (flotabilidad). En el caso que $z \ll L$, los efectos de cizalla son predominantes y al contrario, si $z \gg L$ los efectos de flotabilidad son predominantes.

Según el teorema de Pi Buckingham la capa superficial permite la formulación de las siguientes relaciones de semejanza:

$$\Phi_M(\xi) = \left(\frac{kz}{u_*} \right) \left(\frac{\partial \bar{u}}{\partial z} \right) \quad (2.17)$$

$$\Phi_H(\xi) = \left(\frac{kz}{\theta_*} \right) \left(\frac{\partial \bar{\theta}}{\partial z} \right) \quad (2.18)$$

$$\Phi_W(\xi) = \left(\frac{kz}{q_*} \right) \left(\frac{\partial \bar{q}}{\partial z} \right) \quad (2.19)$$

donde las funciones universales de semejanza $\Phi_M(\xi)$, $\Phi_H(\xi)$ y $\Phi_W(\xi)$ relacionan en la capa superficial los flujos constantes de cantidad de movimiento, calor y humedad con los gradientes medios de la velocidad, la temperatura y la humedad, respectivamente. Para pequeños cambios de ξ , se puede realizar un desarrollo de las funciones universales como una función polinómica:

$$\Phi(\xi) = 1 + \beta_1 \xi + \beta_2 \xi^2 + \dots \approx 1 + \beta_1 \xi \quad (2.20)$$

El análisis de dichas funciones nos permite establecer tres límites asintóticos:

A) Límite neutro

Para condiciones neutras tenemos que $\xi \rightarrow 0$ y según la Ec. (2.20) se obtiene que $\Phi(\xi) = 1$. La aplicación de este resultado a la Ec. (2.17) conduce a la siguiente expresión:

$$U(z) = \frac{u_*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (2.21)$$

donde z_0 es la longitud de rugosidad aerodinámica. Así pues, la Ec. (2.21) es el perfil logarítmico de la velocidad del viento para la capa superficial en condiciones neutras. Gráficamente se comprueba en la Fig. 2.15 (a) que, conocidas la velocidad de fricción y la longitud de rugosidad aerodinámica, la velocidad

longitudinal del viento varía logarítmicamente con la altura en la capa superficial en condiciones de estratificación neutra. Asimismo, en la Fig. 2.15 (b) se representa la Ec. (2.21) en escala semilogarítmica.

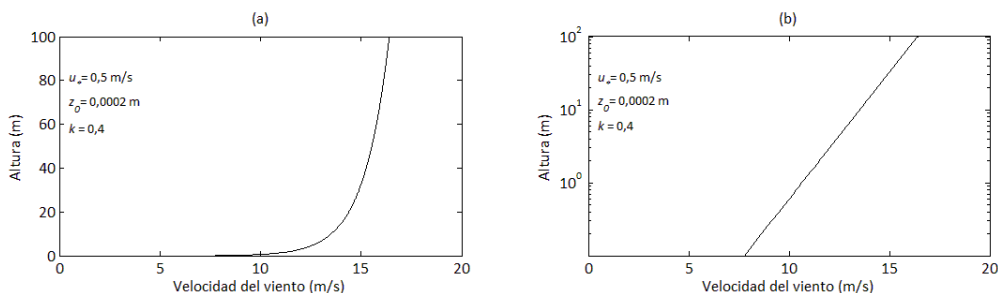


Figura 2.15. Variación de la velocidad del viento con atmósfera neutra.

El efecto de la fricción hace que la velocidad del viento se convierta en cero cerca de la superficie (subcapa rugosa), mientras que las fuerzas del gradiente de presión hacen que el viento se incremente con la altura.

B) Límite inestable

Para condiciones muy inestables tenemos que, para $\xi \rightarrow -\infty$, los movimientos convectivos son muy intensos y se suele considerar el viento en calma, de tal forma que no es aplicable la teoría de semejanza de Monin-Obukhov.

C) Límite estable

Para condiciones muy estables tenemos que, para $\xi \rightarrow \infty$, habrá una estratificación muy intensa que impedirán los movimientos verticales. El tamaño de las turbulencias vendrá determinado por la estabilidad de la capa y no por la distancia a la superficie, luego este hecho lleva a un análisis de escala no dependiente de la altura.

Así pues, para condiciones extremas, gran inestabilidad o gran estabilidad, las funciones universales no pueden aplicarse para todo valor de ξ y la teoría de semejanza para la capa superficial no dará buenos resultados. No obstante, existen varias formulaciones semiempíricas algunas de las cuales incluyen diferentes rangos de ξ (Dyer 1974) que tratan de resolver el comportamiento bajo dichas condiciones.

La determinación de Φ_H se hace a partir del conocimiento del perfil vertical de θ , y también se considera que $\Phi_H = \Phi_W$. Para rangos moderados de ξ , las observaciones indicaban determinados ajustes para las funciones de semejanza según las siguientes ecuaciones:

$$\Phi_M(\xi) = \begin{cases} (1 - \gamma_1 \xi)^{-1/4} & \text{para } \xi < 0 \\ (1 + \beta_1 \xi) & \text{para } \xi \geq 0 \end{cases} \quad (2.22a)$$

$$(1 + \beta_1 \xi) \quad \text{para } \xi \geq 0 \quad (2.22b)$$

$$\Phi_H(\xi) = \begin{cases} \alpha(1 - \gamma_2 \xi)^{-1/2} & \text{para } \xi < 0 \\ \alpha + \beta_2 \xi & \text{para } \xi \geq 0 \end{cases} \quad (2.23a)$$

$$\alpha + \beta_2 \xi \quad \text{para } \xi \geq 0 \quad (2.23b)$$

Siendo la constante α la relación entre los intercambios turbulentos de cantidad de movimiento y de calor:

$$\alpha = K_M / K_H \quad (2.24)$$

Los valores de dichas constantes han sido discutidos por distintos autores, siendo uno de los conjuntos de valores más utilizados los obtenidos en el experimento de Kansas (Businger et al. 1971), en donde se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\alpha = 0,74 ; \quad \beta_1 = \beta_2 = 4,7 ; \quad \gamma_1 = 15 ; \quad \gamma_2 = 9$$

Pudiéndose utilizar las Ecs. (2.22) y (2.23) de forma resumida, cuando existan condiciones cercanas a atmósfera neutra, tomando $\alpha = 1$, de la siguiente forma (Stull 2009):

$$\Phi_H = \Phi_M^2 = (1 - 15\xi)^{-1/2} ; \quad \text{para } \xi < 0 \quad (2.25a)$$

$$\Phi_H = \Phi_M = 1 + 5\xi ; \quad \text{para } \xi \geq 0 \quad (2.25b)$$

Integrando las ecuaciones de los perfiles de velocidad y temperatura, considerando las expresiones de las funciones de semejanza, se obtiene:

$$u(z) = (u_* / k) [\ln(z/z_0) + \Psi_M(z/L)] \quad (2.26)$$

$$\theta(z) = (\alpha \theta_* / k) [\ln(z/z_0) + \Psi_H(z/L)] \quad (2.27)$$

siendo las expresiones $\Psi_M(z/L)$ y $\Psi_H(z/L)$ funciones empíricas, las cuales se interpretan como la desviación que experimenta el perfil del viento y el de temperatura con respecto a las condiciones de atmósfera neutra en la capa superficial.

2.3.1. Relaciones de Businger-Dyer

Basado en datos experimentales, Businger et al. (1971) y Dyer (1974) obtuvieron de forma independiente las siguientes expresiones para la función de semejanza de la cantidad de movimiento, para distintas condiciones de estabilidad atmosférica:

$$\Phi_M = 1 + \left(\frac{4,7z}{L} \right); \text{ para } z/L > 0 \text{ (estable)} \quad (2.28a)$$

$$\Phi_M = 1 \quad ; \text{ para } z/L = 0 \text{ (neutra)} \quad (2.28b)$$

$$\Phi_M = \left[1 - \left(\frac{15z}{L} \right) \right]^{-1/4} ; \text{ para } z/L < 0 \text{ (inestable)} \quad (2.28c)$$

En la Fig. 2.16 se representa dicha función de semejanza, siendo lineal en el caso de atmósfera estable, con valores mayores de la unidad, y no lineal para el caso de atmósfera inestable, con valores entre 1 y 0.

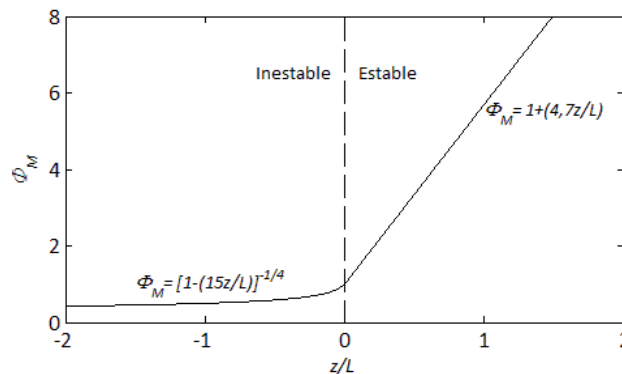


Figura 2.16. Variación de la cantidad de movimiento en la capa superficial.

De forma similar, fue estimada la función de semejanza para el flujo de calor con el perfil de la temperatura potencial virtual, obteniendo las siguientes expresiones:

$$\Phi_H = \frac{K_M}{K_H} + \frac{4,7z}{L}; \text{ para } z/L > 0 \text{ (estable)} \quad (2.29a)$$

$$\Phi_H = \frac{K_M}{K_H} = 0,74; \text{ para } z/L = 0 \text{ (neutra)} \quad (2.29b)$$

$$\Phi_H = \frac{K_M}{K_H} \left(1 - \frac{9z}{L} \right)^{-1/2} ; \text{ para } z/L < 0 \text{ (inestable)} \quad (2.29c)$$

donde la razón de difusividad turbulenta entre la cantidad de movimiento y el flujo de calor es igual a 0,74 en condiciones neutras. En la Fig. 2.17 se representa la función de semejanza para el flujo de calor, siendo lineal para valores mayores de 0,74, en el caso de atmósfera estable y no lineal con valores entre 0,74 y 0, para el caso de atmósfera inestable.

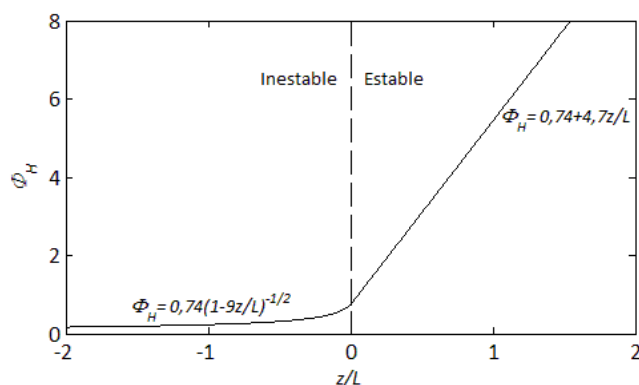


Figura 2.17. Variación del flujo de calor en la capa superficial.

2.3.2. Perfil diabático del viento

La relación de Businger-Dyer integrada con la altura, a partir de la Ec. (2.17), para obtener los perfiles de velocidad del viento es la siguiente:

$$\frac{U(z)}{u_*} = \left(\frac{1}{k} \right) \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + \Psi_M \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (2.30)$$

donde L es la longitud de Obukhov, que volvemos a expresar como:

$$L = - \frac{u_*^3}{k \frac{g}{\theta_v} F_{Hs}} \quad (2.31)$$

donde $g/\bar{\theta}_v$ es la flotabilidad, en $m/s^2 K$, y F_{Hs} el flujo cinemático de calor, en $K m/s$.

La función $\Psi_M(z/L)$ es una relación empírica que representa los procesos de estabilidad en la capa superficial, de tal forma que para condiciones estables, donde $z/L > 0$, se encuentra dada por la expresión:

$$\Psi_M \left(\frac{z}{L} \right) = \frac{4,7z}{L} \quad (2.32)$$

y para condiciones inestables, donde $z/L < 0$, se encuentra dada por la ecuación de Paulson (1970):

$$\Psi_M\left(\frac{z}{L}\right) = -2\ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2\tan^{-1}(x) - \frac{\pi}{2} \quad (2.33)$$

donde:

$$x = \left[1 - \left(\frac{15z}{L} \right) \right]^{1/4}$$

En el límite del flujo con estratificación neutra, donde $z/L=0$, ambas relaciones se reducen al perfil logarítmico del viento.

Cuando se sustituye la Ec. (2.32) en la Ec. (2.30) la ecuación resultante describe un perfil logarítmico lineal, porque la variación del viento con la altura, $U(z)$, depende del $\ln(z/z_0)$ y linealmente de z/L . Dicho término lineal hace que la velocidad del viento aumente con la altura de forma más rápida que un perfil de viento neutro.

De la misma manera, cuando se sustituye la Ec. (2.33) en la Ec. (2.30) la ecuación resultante describe un perfil logarítmico no lineal, de tal forma que hace que la velocidad del viento disminuya con la altura de forma más rápida que un perfil de viento neutro.

Dichas consideraciones se pueden apreciar de forma gráfica en la Fig. 2.18 (a) donde se representa la variación de la velocidad del viento con la altura, en escala semilogarítmica, para condiciones de mar abierto y para distintos casos de estratificación atmosférica, donde el grupo adimensional z/L se encuentra acotado para atmósfera estable e inestable.

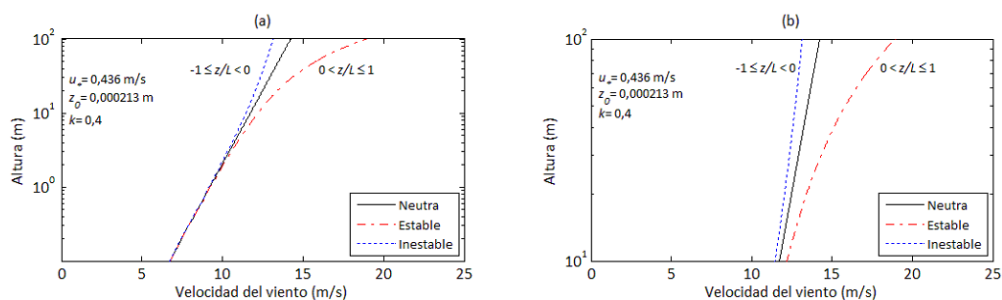


Figura 2.18. Variación de la velocidad del viento con la altura para distintos casos de estratificación atmosférica.

Así pues, una relación logarítmica, como el perfil de la velocidad del viento con atmósfera neutra, aparece como una línea recta. Por otro lado, para los casos no neutros, el perfil de la velocidad del viento se desvía ligeramente de la logarítmica, de tal forma que, con atmósfera estable, el perfil es cóncavo hacia abajo, mientras que con atmósfera inestable, es cóncavo hacia arriba. En la Fig. 2.18 (b) se muestra el detalle ampliado de dichas curvas entre 10 y 100 m.

2.3.3. Parámetros de estabilidad

El número de Richardson, Ri , representa el balance entre los efectos térmicos y mecánicos en la generación del estado turbulento de las capas bajas de la atmósfera, siendo una expresión muy utilizada el número de Richardson del gradiente (Stull 2009), que viene dado por la ecuación:

$$Ri = \frac{g}{\bar{\theta}_v} \frac{\partial \bar{\theta}_v / \partial z}{[(\partial \bar{u} / \partial z)^2 + (\partial \bar{v} / \partial z)^2]} \quad (2.34)$$

Investigaciones teóricas y experimentales indican que el flujo laminar se convierte en inestable formando ondas de Kelvin-Helmholtz, comenzando la turbulencia, cuando el número de Richardson, Ri , es menor que el número crítico de Richardson, R_c . Asimismo, se denota por R_T , el número de Richardson de terminación de la turbulencia (Garratt 1992). Los criterios de estabilidad dinámica se pueden establecer de la siguiente forma:

- El flujo laminar se vuelve turbulento cuando $Ri < R_c$
- El flujo turbulento se vuelve laminar cuando $Ri > R_T$

Viene siendo usual que R_c se encuentre entre 0,21 y 0,25 y que R_T se encuentre en torno a la unidad. De esta manera, hay un efecto de histéresis que hace que R_T sea mayor que R_c . En la Fig. 2.19 se representa la variación del número de Richardson, Ri , en la capa superficial en función de ξ . Cuando la capa superficial presenta inestabilidad el número de Richardson depende linealmente de ξ , y cuando la capa superficial es estable el número de Richardson aumenta hacia el valor crítico, R_c , cuando aumenta ξ .

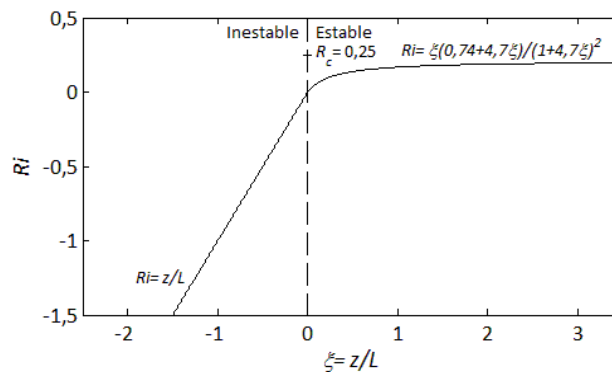


Figura 2.19. Variación del número de Richardson en la capa superficial.

En la Ec. (2.34), si aproximamos:

$$\partial \bar{\theta}_v / \partial z \approx \Delta \bar{\theta}_v / \Delta z ; \partial \bar{u} / \partial z \approx \Delta \bar{U} / \Delta z ; \partial \bar{v} / \partial z \approx \Delta \bar{V} / \Delta z$$

podemos definir una nueva relación conocida como número de Richardson bulk, Ri_b , quedando la nueva expresión:

$$Ri_b = \frac{g}{\bar{\theta}_v} \frac{\Delta \bar{\theta}_v \Delta z}{[(\Delta \bar{U})^2 + (\Delta \bar{V})^2]} \quad (2.35)$$

Las diferencias finitas de la temperatura potencial virtual, $\bar{\theta}_v$, y de las componentes de las velocidades del viento, U y V , son las variaciones de dichos parámetros con la altura. Al simplificar la Ec. (2.35), considerando la temperatura potencial virtual próxima a la temperatura del aire, el incremento de la temperatura potencial virtual, como la diferencia de las temperaturas del aire y de la superficie del mar, y la componente horizontal de la velocidad del viento con la altura, U , como única componente, queda de la forma siguiente (Ebuchi et al. 1992):

$$Ri_b = \frac{gz(T_a - T_s)}{(273,15 + T_a)U^2} \quad (2.36)$$

donde g es la aceleración de la gravedad, T_a es la temperatura del aire, T_s es la temperatura del agua de la superficie del mar y U es la velocidad del viento medido a una altura z .

2.4. Longitud de rugosidad aerodinámica

La longitud de rugosidad aerodinámica, z_0 , es la altura sobre una superficie donde la velocidad del viento se hace cero. La expresión aerodinámica se debe a que, la única determinación real de este parámetro, es por las mediciones de la velocidad del viento a diferentes alturas (Stull 2009). De forma abreviada la denominaremos longitud de rugosidad.

Aunque dicha magnitud no es igual que la altura de los elementos de rugosidad individuales sobre una superficie, existe una correspondencia entre los elementos de rugosidad y la longitud de rugosidad aerodinámica, es decir, una vez que está determinada por una superficie particular, no cambia con la velocidad del viento, la estabilidad atmosférica o la presión. No obstante, puede cambiar si los elementos de rugosidad en la superficie cambian, tal como el causado por los cambios en la altura y la cobertura de la vegetación, la deforestación, el oleaje, etc.

Valores típicos de la longitud de rugosidad se indican en la Tabla 2.2. Como era de esperar, los elementos de mayor rugosidad están asociados con grandes longitudes de rugosidad aerodinámica. Sin embargo, en todos los casos, es menor que la altura física del elemento de rugosidad.

2. El viento en la capa límite atmosférica

Tabla 2.2. Longitudes de rugosidad aerodinámica

Tipos de superficies	z_0 (m)
Terrenos pantanosos, hielo	0,00001
Mar en calma	0,0001
Arena	0,0003
Superficie nevada	0,001
Terreno yermo	0,005
Estepa, pastos bajos	0,01
Campo en barbecho	0,03
Campos abiertos	0,05
Barrera de obstáculos	0,3
Bosque	0,5
Periferia de ciudades	0,8
Centro de grandes ciudades	1

Fuente: basada en R.B. Stull 2009

El perfil logarítmico del viento en condiciones neutras y la forma general de las funciones de semejanza en condiciones no neutras, han sido confirmadas, en líneas generales, a partir de observaciones sobre la superficie del agua. A partir de estas mediciones, se pueden determinar los coeficientes de transferencia y la rugosidad aerodinámica z_0 .

En el mar, dicho parámetro se debe a la variación continua del oleaje, el cual influye en el perfil logarítmico del viento de la teoría de semejanza y, por extensión, en el perfil diabático del viento. De esta manera, con vientos muy suaves, la evidencia sugiere que la superficie del mar se aproxima a una superficie aerodinámica lisa, siendo independiente de la geometría del elemento rugoso (Smith 1988), de tal forma que está dada por la ecuación:

$$z_0 \approx 0,11\nu / u_* \quad (2.37)$$

siendo $\nu = 1,461 \cdot 10^{-5} \text{ m}^2 / \text{s}$ la viscosidad molecular cinemática.

En cambio, también en condiciones marinas, para vientos de moderados a fuertes, la propia acción del viento produce oleaje, que se traduce en una mayor longitud de rugosidad de la superficie del mar, siendo esta dependencia expresada por la relación de Charnock (1955):

$$z_0 = \frac{\alpha_c u_*^2}{g} \quad (2.38)$$

donde α_c es la constante de Charnock, que suele ser citada entre 0,01 y 0,04 (Petersen et al. 1997), tomando valores bajos para mar abierto y valores altos para emplazamientos cerca de la costa. Dicha expresión predice un incremento de

z_0 con la velocidad del viento e identifica la aceleración de la gravedad, g , como un parámetro dinámico esencial que caracteriza la interacción de equilibrio entre el viento y el oleaje (Garratt 1992).

Con el objetivo de delimitar el rango de las velocidades del viento en la capa superficial, se aplicará la Ec. (2.37) para vientos flojos, con una velocidad inferior a 4 m/s. Así, en la Fig. 2.20 (a) se representa la longitud de rugosidad en función de la velocidad del viento a 10 m en condiciones de atmósfera neutra, por aplicación de las Ecs. (2.21) y (2.37), donde la parte de la curva desde 4 m/s hacia la derecha representa un efecto transitorio hasta que se origina el mar de vientos.

Por otro lado, para vientos de moderados a fuertes, con velocidades igual o superior a 4 m/s, hasta 50 m/s, será de aplicación la relación de Charnock (2.38), quedando la representación de la longitud de rugosidad en función de la velocidad del viento a 10 m indicada en la Fig. 2.20 (b), por aplicación de las Ecs. (2.21) y (2.38), para dos valores de la constante de Charnock.

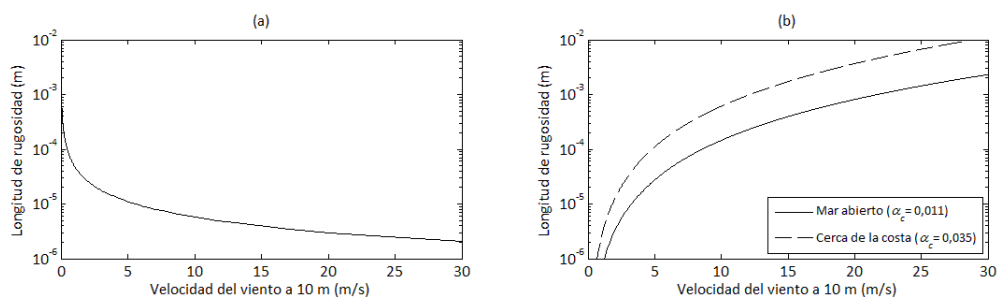


Figura 2.20. Longitud de rugosidad de la superficie del mar.

En la Fig. 2.21 se representan las Ecs. (2.37) y (2.38), donde la variación de la longitud de rugosidad en función de la velocidad de fricción es independiente de la altura en la capa superficial.

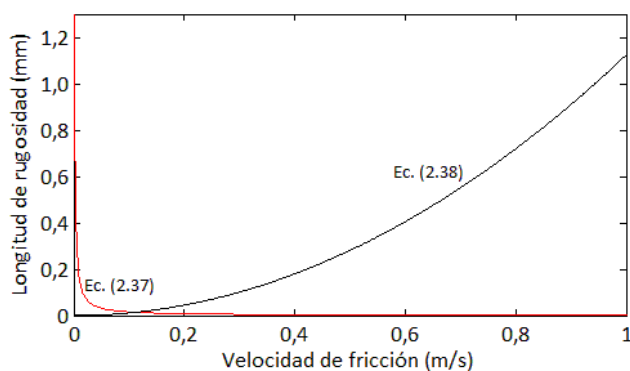


Figura 2.21. Longitud de rugosidad en mar abierto.

2. El viento en la capa límite atmosférica

Asimismo, para una altura constante, en condiciones de atmósfera neutra, al sustituir la Ec. (2.37) en la Ec. (2.21), obtenemos:

$$U(z) = u_* / k \ln(z u_* / 0,11\nu) \quad (2.39)$$

que representa la variación de la velocidad del viento con la velocidad de fricción, la cual será de aplicación con vientos suaves.

También, para vientos de moderados a fuertes al sustituir la Ec. (2.38) en la Ec. (2.21), obtenemos:

$$U(z) = u_* / k \ln(zg / \alpha_c u_*^2) \quad (2.40)$$

Ambas ecuaciones se representan en la Fig. 2.22 para 10 y 30 m.

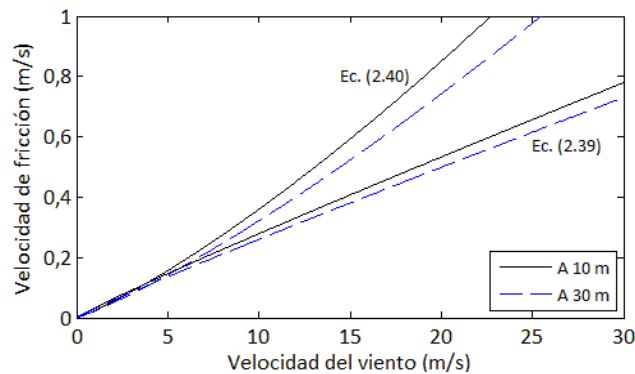


Figura 2.22. Velocidad de fricción en mar abierto.

2.5. Tensión superficial y coeficiente de arrastre

Generalmente, grandes áreas de contacto requieren grandes fuerzas para superar la fricción. La fuerza de fricción por unidad de área se denomina tensión superficial, τ , que actúa paralela a dicha área. Esto contrasta con la presión, definida como fuerza por unidad de área, que es perpendicular a la misma.

Así pues, la tensión superficial es la percibida por dos objetos que se deslizan uno contra el otro. La capa inferior presenta una tensión en contacto con una superficie y otra debida a la capa de aire que queda por encima y, a su vez, tiende a ser empujada en una dirección por el arrastre, que origina el viento. Sobre el océano, esta tensión del viento impulsa el oleaje.

Debido a que el aire es un fluido, a menudo es más fácil estudiar la tensión por unidad de densidad de aire, la cual recibe el nombre de tensión cinemática, u_*^2 , que viene dada por la ecuación:

$$u_*^2 = \left| \frac{\tau}{\rho} \right| \quad (2.41)$$

Como ya se indicó en la Ec. (2.13), u_* es la velocidad de fricción, cuyos valores típicos oscilan entre 0 y 1 m/s para calmas y para vientos fuertes, respectivamente.

Asimismo, un coeficiente de arrastre, C_D , adimensional, relaciona la tensión cinemática con la velocidad del viento, U , para una altura determinada en la capa superficial, de la siguiente forma:

$$u_*^2 = C_D U^2 \quad (2.42)$$

donde, en general, dicho coeficiente varía entre $3 \cdot 10^{-3}$, sobre superficies lisas, a $2 \cdot 10^{-2}$, sobre superficies rugosas. En particular, para el océano tiene un valor típico comprendido entre $3 \cdot 10^{-3}$ y 10^{-3} (Castro et al. 1991). Por tanto, velocidades del viento elevadas sobre superficies rugosas causan grandes tensiones cinemáticas.

Para el flujo con estratificación neutra, hay una relación entre el C_D y la z_0 , de la forma siguiente:

$$C_D = \frac{k^2}{\ln^2\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.43)$$

siendo z la altura para las medidas de vientos de superficie. El coeficiente de arrastre disminuye a medida que el flujo atmosférico aire se vuelve más estable. Asimismo, para el flujo inestable, la rugosidad es menos importante.

Combinando las dos ecuaciones previas dan una expresión para la velocidad de fricción, u_* , en términos de la velocidad del viento de superficie y la longitud de rugosidad, z_0 , que también es deducible de la Ec. (2.21):

$$u_* = \frac{k \cdot U}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.44)$$

El problema viento-tensión está íntimamente relacionado con la longitud de rugosidad aerodinámica y con el coeficiente de arrastre. En esencia, las principales diferencias entre el flujo por tierra y por mar se encuentran en la gran capacidad calorífica de los océanos y en la naturaleza ondulada móvil de la superficie del océano (Garratt 1992).

2.6. Perfil de la velocidad del viento para condiciones de diseño

El perfil de la velocidad del viento en la capa superficial ha sido ampliamente estudiado debido a su accesibilidad en las mediciones en superficie y al interés que presenta la extracción de la energía del viento, ya que los rotores de los aerogeneradores, aunque con alturas crecientes, se encuentran mayoritariamente en dicha capa.

Para el cálculo simplificado de la variación de la velocidad del viento con la altura se pueden distinguir:

a) Una expresión logarítmica (Ec. 2.45), basada en la Ec. 2.21, que determina el valor de la velocidad del viento, $U(z)$, a una determinada altura, z , de la capa superficial, a partir del valor medio del viento de entrada, U_h , promediado un corto periodo de tiempo, para una altura de medida, h .

$$U(z) = U_h \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} \quad (2.45)$$

b) Una ley potencial (Ec. 2.46), ya comentada de forma particular para condiciones marinas en el apartado 1.4, que determina el valor de la velocidad del viento, $U(z)$, a una determinada altura, z , de la capa superficial, a partir del valor medio del viento de entrada, U_h , durante un periodo determinado en un ciclo diario, para una altura de medida, h .

$$U(z) = U_h \left(\frac{z}{h}\right)^\alpha \quad (2.46)$$

Como indican Manwell et al. (2009), existen distintas correlaciones basadas en condiciones sobre tierra, que tratan de vincular el exponente α con determinados parámetros, como: la naturaleza de la superficie, la hora del día, la estación de año, la temperatura y otros, y para su cálculo existen distintos métodos. Algunas de dichas correlaciones son:

- Correlación como una función de la velocidad y la altura.
- Correlación dependiente de la rugosidad de la superficie.
- Correlaciones basadas en la rugosidad de la superficie y la velocidad.

La norma UNE-EN 61400-1 (AENOR 2006), *Requisitos de diseño*, recoge dicha ley potencial y le asigna al exponente α un valor de 0,2. Asimismo, la norma UNE-EN 61400-3 (AENOR 2010), *Requisitos de diseño para aerogeneradores marinos*, también la recoge y le asigna al exponente α un valor

de 0,14. Ambas normas son las versiones en español de las normas IEC 61400-1 (2005) e IEC 61400-3 (2009), respectivamente.

En la Fig. 2.23 se representan las Ecs. (2.30) y (2.46) a partir de los datos medidos en un intervalo diezminutal. La ecuación potencial presenta un perfil a cotas superiores, desde la cota de medida, con menos pendiente que la ecuación logarítmica en condiciones de estratificación neutra, dando mayores valores de las velocidades del viento para una misma cota, siendo dicho comportamiento, el mismo en todos los intervalos temporales considerados en un año. También se puede observar la comparación de la ecuación potencial con el perfil diabático del viento para los casos inestable y estable.

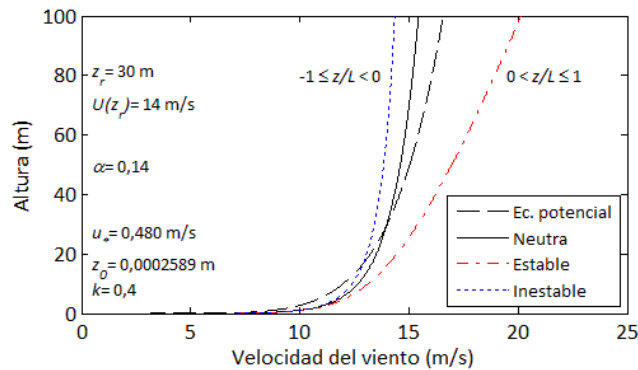


Figura 2.23. Perfiles de la velocidad del viento con la altura.

En la Fig. 2.24 se representa la Ec. (2.21) para tres valores constantes de la longitud de rugosidad de la superficie del mar a partir de los datos medidos en un intervalo diezminutal. A medida que se reduce la rugosidad de la superficie del mar también se reduce el valor de la velocidad del viento para una misma cota.

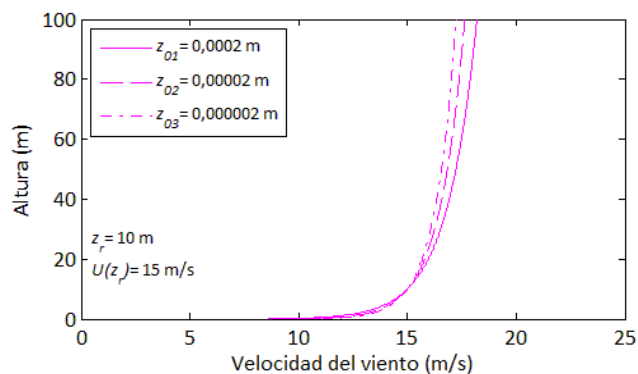


Figura 2.24. Variación de los perfiles de la velocidad del viento.

3. Transformación del recurso eólico

3.1. Máquinas eólicas

Las máquinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación, en unos casos para producir energía eléctrica, como los aerogeneradores, y en otros casos como los aeromotores para producir energía mecánica, que se puede utilizar para el bombeo de un fluido. Dicha conversión se produce a partir de las fuerzas que actúan en los rotores, estas son, de sustentación L (lift) y de arrastre D (drag).

En la Fig. 3.1 (a) se indica la distribución de velocidades sobre una superficie expuesta a un flujo de viento constante v y las fuerzas que dan lugar al par de giro en torno a un eje horizontal.

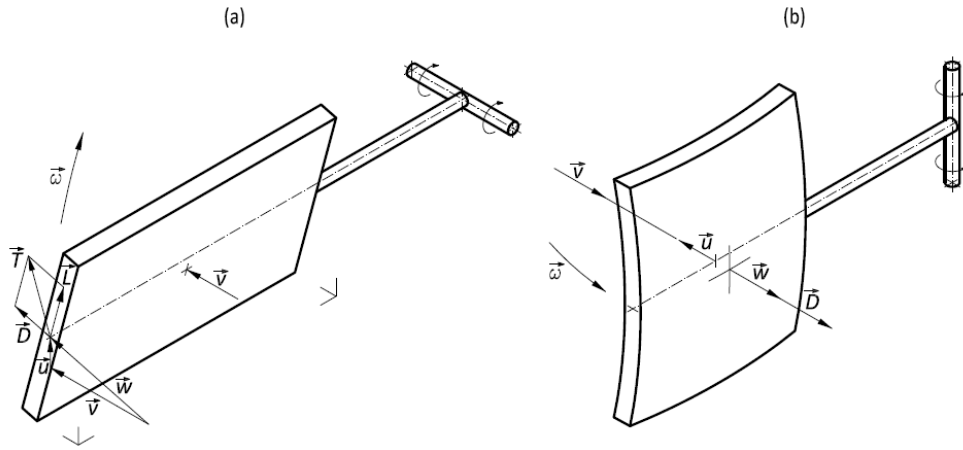


Figura 3.1. Fuerzas sobre superficies rotoras.

Para el rotor con sustentación la velocidad relativa w resulta de la suma vectorial de la velocidad del viento v y de la velocidad tangencial u , lo que significa que dicha velocidad relativa es mayor que la velocidad del viento incidente, como se indica en la siguiente ecuación:

$$w = (v^2 + u^2)^{1/2} = v^2 \cdot (1 + \gamma)^{1/2} \quad (3.1)$$

En cambio en las máquinas eólicas basadas en la fuerza de arrastre del rotor, representada en la Fig. 3.1 (b) con eje vertical, la velocidad relativa w es menor que la velocidad del viento incidente v , debido a la influencia de la velocidad tangencial u , de la siguiente forma:

$$w = v - u = v \cdot (1 - \gamma) \quad (3.2)$$

El parámetro adimensional, γ , es la velocidad específica, que se define como la relación entre la velocidad tangencial, también llamada velocidad de punta de pala del rotor, y la velocidad del viento incidente:

$$\gamma = \frac{u}{v} = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (3.3)$$

Asimismo, la velocidad tangencial es el producto de la velocidad angular, ω , por el radio del rotor, R .

Hay que destacar que la sustentación es el principio básico de las máquinas eólicas de eje de rotación horizontal, esto es, desde el molino de viento tradicional al molino multipala americano, siendo utilizados de forma eficiente durante más de 700 años, sin ser explicados sus fundamentos teóricos (Gasch y Twele 2012).

El avance en la teoría aerodinámica, en las primeras décadas del s. XX, permitirá comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actuaban alrededor de las palas de las turbinas. Así, en los años 20, se empezaron a aplicar a los rotores eólicos, tanto de eje horizontal como de eje vertical, los perfiles aerodinámicos que habían sido diseñados para las alas y las hélices de los aviones.

A modo de referencia, los rotores de los antiguos molinos holandeses podían extraer alrededor de un 28% de la energía del viento incidente, mientras que los rotores de los modernos aerogeneradores, cuyas palas poseen perfiles aerodinámicos, pueden llegar a extraer como máximo el 50% de la energía del viento.

3.2. Conversión de la energía eólica

La conversión de la energía eólica es la transformación debida a la interacción entre el dispositivo captador (rotor) y la acción del viento. En los aerogeneradores de gran producción, donde centramos nuestros estudios, el rotor es de eje horizontal, tripala, que recibe el viento a barlovento. Los perfiles aerodinámicos utilizados en las palas de los aerogeneradores están agrupados por familias, tales como: NACA, NREL y RISØ. Una elección adecuada del perfil de las palas en el diseño de los aerogeneradores es un paso esencial para la mejora de su producción energética.

Con el inicio de la aerodinámica comienza una nueva fase en el desarrollo de los aerogeneradores, que llega hasta la actualidad. Los análisis teóricos clásicos en relación a la conversión de la energía eólica fueron desarrollados, entre otros, por Albert Betz en 1920, *teoría de la cantidad de movimiento* y por Hermann Glauert en 1926, *teoría del elemento de pala*. La teoría básica fue ampliada y adaptada para soluciones computacionales (Wilson y Lissaman 1974; Wilson et al 1976; De Vries 1979). En todos estos métodos se combinan las teorías de la

cantidad de movimiento y del elemento de pala en una teoría, que permite el cálculo de las características de rendimiento de una sección anular del rotor.

3.2.1. Coeficientes del rotor de un aerogenerador

El comportamiento aerodinámico del rotor de un aerogenerador viene caracterizado de forma general por los valores de los coeficientes de potencia, C_p , de tracción, C_T , y de par, C_M .

El coeficiente de potencia, C_p , de un aerogenerador, expresado por la Ec. (3.4), es el rendimiento de su rotor relacionado con la velocidad del viento incidente, por tanto, expresa la potencia del viento que realmente es convertida en potencia mecánica en dicho rotor. El numerador es la potencia de salida del rotor y el denominador es la potencia de la velocidad del viento incidente, obtenida en la Ec. (2.5).

$$C_p = \frac{\dot{W}_2}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} \quad (3.4)$$

En relación al coeficiente de tracción, C_T , la característica de un aerogenerador que más influye en su estela, es la fuerza de empuje del viento. Así, la fuerza que ejerce el viento sobre el rotor de un aerogenerador, T_1 , es igual y opuesta a la que ejerce éste sobre el viento, T_2 . Dicha fuerza frena el viento y da origen a la estela.

Por tanto, el coeficiente de tracción, C_T , es una medida del rendimiento del empuje experimentado por el rotor de un aerogenerador, dado por la Ec. (3.5), donde T_2 y T_1 son los módulos de las fuerzas de empuje de salida y entrada en el rotor, respectivamente.

$$C_T = \frac{T_2}{T_1} = \frac{T_2}{\frac{1}{2} \rho A v_1^2} \quad (3.5)$$

La fuerza del viento sobre el plano del rotor, T_1 , se considera uniforme, siendo esta dada en función de la densidad del viento, ρ , del área del rotor, A , y de la velocidad del viento incidente, v_1 . Cuanto mayor sea el coeficiente de tracción, C_T , más intensa será la estela, siendo esto usual para bajas velocidades del viento.

Por otra parte, el coeficiente de par, C_M , es una medida del rendimiento mecánico del par rotor en el eje de entrada del aerogenerador, dado por la Ec.

(3.6), donde M_2 y M_1 son los módulos de los pares de fuerza de salida y entrada en el rotor, respectivamente.

$$C_M = \frac{M_2}{M_1} = \frac{M_2}{\frac{1}{2} \rho R A v_1^2} \quad (3.6)$$

La potencia mecánica de salida del rotor, \dot{W}_2 , también se puede expresar como:

$$\dot{W}_2 = M_2 \omega \quad (3.7)$$

Al sustituir las Ecs. (3.6) y (3.7) en la Ec. (3.4), tenemos la velocidad específica, γ , como la relación entre los coeficientes de potencia y de par del rotor:

$$\gamma = \frac{C_P}{C_M} \quad (3.8)$$

3.2.2. Curvas características de un aerogenerador

Las curvas características que proporcionan los fabricantes en sus ensayos son las curvas de potencia, del coeficiente de potencia y del coeficiente de tracción. La curva de potencia de un aerogenerador es una gráfica que indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador para diferentes velocidades del viento. La norma UNE-EN 61400-12-1 (AENOR 2007), *Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad*, establece las especificaciones para la obtención de la curva de potencia de un aerogenerador.

La determinación de la misma se realiza en condiciones de atmósfera estándar, esto es, con presión atmosférica de 1.013 hPa a nivel del mar y una temperatura de 15°C, lo que equivale a una densidad del aire de 1,225 kg/m³, por medidas directas de la potencia eléctrica útil, obtenida del aerogenerador y la velocidad del viento medida a la altura del centro de giro del rotor, con una frecuencia de muestreo del orden de 0,5 Hz, o más rápida. El conjunto de medidas obtenidas cada 10 minutos se promedian para obtener un valor de la potencia y de la velocidad, las cuales se someten a un tratamiento estadístico para determinar la curva de potencia, agrupándose los valores de la velocidad del viento en clases, o bins, de tamaño igual a 0,5 m/s.

Según el sistema de regulación y control se distinguen dos tipos de curvas de potencia en los aerogeneradores, estas son, curva de potencia de aerogeneradores con regulación activa y curva de potencia de aerogeneradores

3. Transformación del recurso eólico

con regulación pasiva, esta última ya en desuso. En los aerogeneradores con regulación activa la curva de potencia se mantiene sensiblemente constante en todo el rango de velocidades comprendido entre la velocidad nominal y la de desconexión, siendo este el caso habitual de los aerogeneradores multimegavatios.

En la Fig. 3.2 (a) se muestra la curva de potencia del aerogenerador Vestas V90-3,0 MW con el buje a 80 m. En dicha curva podemos distinguir la velocidad de arranque, v_a , es la velocidad del viento para la cual el generador comienza a suministrar potencia útil, en el aerogenerador seleccionado dicho valor es 4 m/s.

La velocidad nominal, v_n , es la velocidad del viento para la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador, en la gráfica citada dicho valor es 15 m/s.

La velocidad de corte, v_c , es la velocidad del viento para la cual el rotor se detiene por la acción de los sistemas de regulación y control, con el objeto de evitar daños por una velocidad elevada del viento, siendo la velocidad de corte para este aerogenerador de 25 m/s.

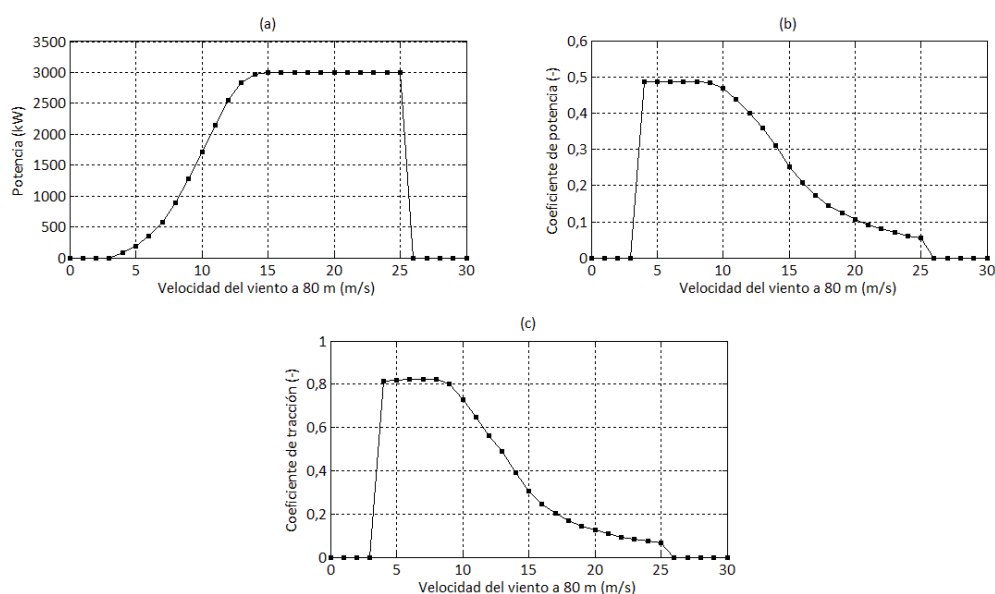


Figura 3.2. Curvas características del aerogenerador Vestas V90-3,0 MW.

Asimismo, en la Fig. 3.2 (b) se representa la gráfica del coeficiente de potencia, C_p , en función de la velocidad del viento incidente a 80 m. Se observa que, para velocidades del viento entre 4 y 9 m/s, el rendimiento del rotor es ligeramente inferior al 50%, para el inicio de la velocidad nominal alcanza un valor en torno al 25% y, finalmente, decae hasta alcanzar el 5% para la velocidad de corte.

En la Fig. 3.2 (c) se representa la gráfica del coeficiente de tracción, C_T , donde para velocidades del viento incidente de hasta 8 m/s se encuentra en torno al 82%, para el inicio de la velocidad nominal alcanza un valor en torno al 30% y para la velocidad de corte decae hasta alcanzar el 6%.

3.3. Teoría de la cantidad de movimiento unidimensional

La teoría de la cantidad de movimiento unidimensional es un modelo simple, que se utiliza para determinar la energía extraída de un rotor ideal. Por esta razón, también se denomina teoría del disco actuador, en donde se produce el empuje del viento sobre un rotor y el efecto de este en el campo de viento local.

Las hipótesis que empleadas en esta teoría, denominadas de Rankine y Froude, son las siguientes (CIEMAT 2001):

- Se supone el aire como un fluido ideal sin viscosidad en todo el campo fluido, salvo en las proximidades del plano del rotor.

- El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, con lo que se puede considerar el aire como prácticamente incompresible y, en consecuencia, su densidad, ρ , es constante.

- El movimiento del fluido es estacionario. Por tanto, todas las variables dependen sólo del punto del espacio donde se calculen.

- No tiene en cuenta la velocidad de rotación del rotor, ni tampoco la de su estela.

- Contempla al rotor como un ente especial, esto es, un disco límite al cual se llegaría colocando en él infinitas palas a su vez infinitamente delgadas.

- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas, en una sección recta del tubo de corriente considerado, son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución en dicha sección.

Como resultado más importante del desarrollo de la teoría de cantidad de movimiento unidimensional se encuentra el Límite de Betz, también llamado Límite de Lanchester-Betz-Joukowski (van Kuik 2007), que indica cual es el máximo rendimiento teórico que produce un flujo de aire sobre el rotor de un aerogenerador en condiciones ideales.

3. Transformación del recurso eólico

El análisis desarrollado se basa en un volumen de control formado por la superficie de un tubo de corriente y dos secciones transversales del mismo, como se indica en la Fig. 3.3, siendo el único flujo el que se produce a través de los límites de dicho tubo de corriente. Asimismo, la turbina está representada por un disco actuador uniforme, que crea una discontinuidad en el flujo de aire.

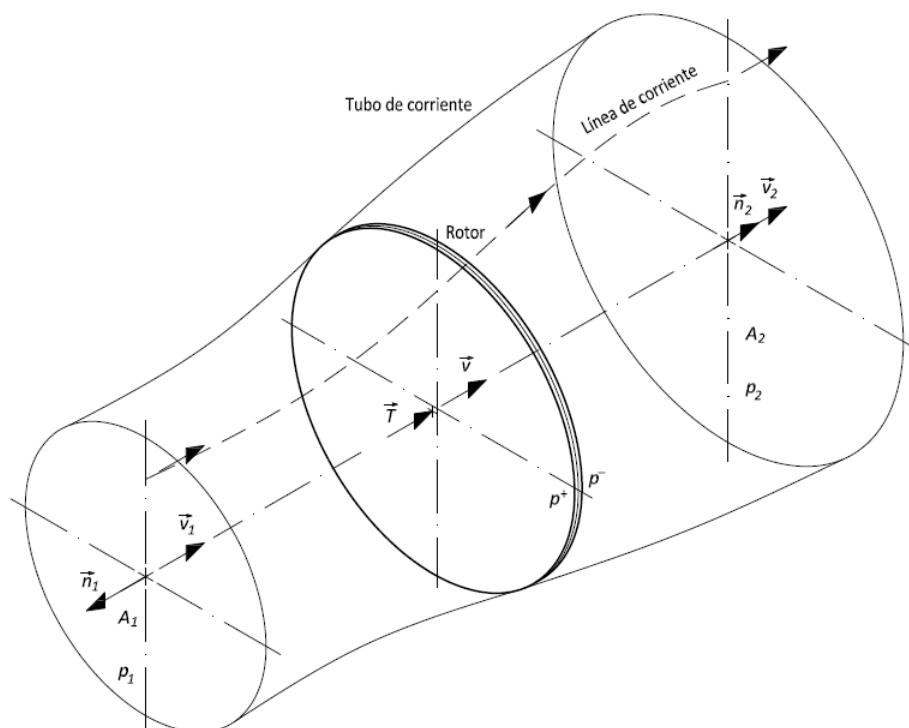


Figura 3.3. Volumen de control en la teoría de cantidad de movimiento.

Para la determinación de la potencia teórica del rotor de un aerogenerador además de las hipótesis adoptadas, consideramos que el rotor está colocado perpendicularmente a la dirección del viento incidente del infinito aguas arriba.

En la Fig. 3.4 se representa el volumen de control con el disco actuador en la parte central y las magnitudes que intervienen en el análisis, así como las gráficas alineadas de la velocidad y la presión.

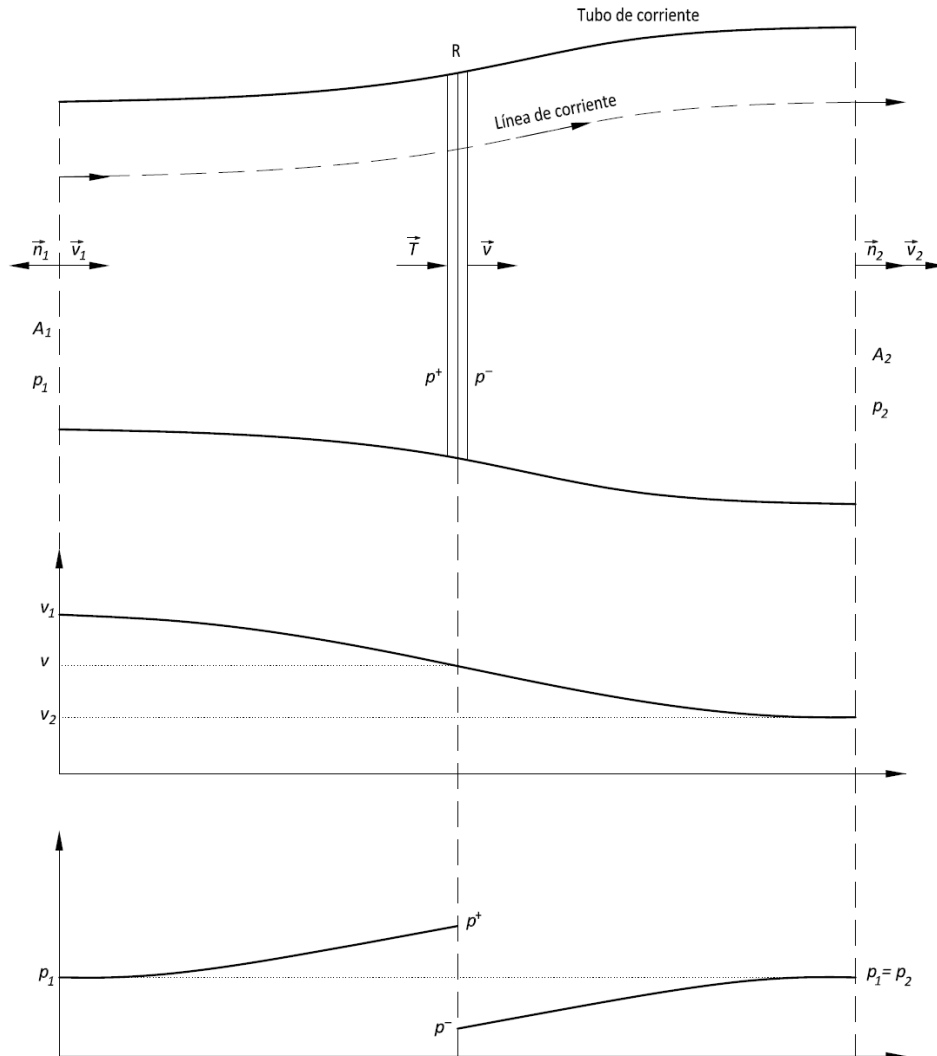


Figura 3.4. Variaciones de la velocidad y de la presión en el volumen de control.

El flujo de aire que se desplaza por el tubo de corriente atraviesa al rotor, cediendo parte de su energía y, debido a que el movimiento es subsónico, el disco perturba aguas arriba al campo fluido.

Las secciones del tubo de corriente aguas arriba del rotor, tal como A_1 , son de menor área que la del disco del rotor A , y aguas abajo las secciones del tubo de corriente, como A_2 , son mayores que el área del disco. En la línea que pasa por el rotor (R) la sección del tubo de corriente y la del rotor coinciden.

Puesto que el movimiento del fluido es estacionario, el gasto másico es constante a lo largo del tubo de corriente y, como por hipótesis, el fluido es

3. Transformación del recurso eólico

incompresible, se conserva el caudal y, por tanto, la velocidad en cada sección debe disminuir a medida que el tubo se va ensanchando.

En la Fig. 3.4 se observa que la velocidad del viento incidente, v_1 , en la sección A_1 , disminuye progresivamente su valor hasta la sección A del rotor, siendo v el valor en la misma. A continuación, sigue disminuyendo la velocidad hasta el valor v_2 en la sección A_2 .

$$v_1 > v > v_2$$

La presión estática equivalente, en cada sección, varía de valor a lo largo del tubo de corriente, de tal manera que en la sección A_1 su valor es el de la presión ambiente, p_1 . A medida que se acerca al rotor, la presión estática sube hasta alcanzar su valor máximo en la proximidad de la cara anterior del disco, que llamaremos p^+ . A través del disco hay un salto brusco de la presión estática hasta un valor p^- , menor que p_1 , y a partir de aquí comienza a crecer de nuevo hasta la sección A_2 , en la que vuelve a valer la presión ambiente p_2 .

$$p^+ > p_1 ; \quad p^- < p_1 ; \quad p_1 = p_2 ;$$

La ecuación de conservación de la cantidad de movimiento de un fluido para un volumen de control fijo es (Hernández y Crespo 1996):

$$\int_{V_c} \frac{\partial(\rho \bar{v})}{\partial t} dV + \int_{A_c} \rho \bar{v} \bar{v} \cdot \bar{n} dA = \int_{A_c} \bar{n} \cdot \bar{\tau} dA + \int_{V_c} \rho \cdot \bar{f}_m dV \quad (3.9)$$

En el primer miembro, el primer sumando representa la variación en el tiempo de la cantidad de movimiento del fluido contenido en el volumen de control V_c , y el segundo sumando es el flujo convectivo de cantidad de movimiento saliente a través de la superficie A_c . Siendo ρ la densidad del viento, \bar{v} velocidad absoluta del viento y \bar{n} vector unitario normal (saliente) a la superficie de control.

En el segundo miembro, el primer sumando es la resultante de las fuerzas de superficie que actúan sobre el volumen fluido a través de la superficie A_c , y el segundo sumando es la resultante de las fuerzas de volumen que se ejercen sobre el volumen fluido. Siendo $\bar{\tau}$ el tensor de tensiones y \bar{f}_m la fuerza másica por unidad de masa.

El tensor de tensiones puede descomponerse haciendo:

$$\bar{\tau} = \bar{\tau}' - p\bar{I},$$

$\bar{\tau} = -p\bar{I}$, porque $\bar{\tau}' = 0$, esto es, el tensor de esfuerzos viscosos es nulo, según una de las hipótesis adoptadas. Además, aplicamos las siguientes simplificaciones a la Ec. (3.9):

$$\int_{V_c} \frac{\partial(\rho \vec{v})}{\partial t} dV = 0, \text{ al considerarse el movimiento estacionario.}$$

$$\int_{V_c} \rho \cdot \vec{f}_m dV = 0, \text{ por despreciarse el efecto de las fuerzas de gravedad.}$$

Quedando las siguientes relaciones de la ecuación general:

$$\int_{A_c} \rho \vec{v} \cdot \vec{n} dA = \rho \vec{v}_1 (\vec{v}_1 \cdot \vec{n}_1) A_1 + \rho \vec{v}_2 (\vec{v}_2 \cdot \vec{n}_2) A_2 = \rho \vec{v}_1 (-v_1) A_1 + \rho \vec{v}_2 v_2 A_2;$$

$$\int_{A_c} \vec{n} \cdot \vec{\tau} dA = -\vec{T} - p_1 \vec{n}_1 A_1 - p_2 \vec{n}_2 A_2,$$

en las secciones A_1 y A_2 la presión efectiva es cero, luego la resultante de fuerzas de superficie que actúan sobre el volumen fluido viene dada por:

$$\int_{A_c} \vec{n} \cdot \vec{\tau} dA = -\vec{T}$$

Por tanto, la fuerza resultante del viento sobre el disco vale:

$$\vec{T} = \rho \vec{v}_1 (v_1) A_1 + \rho \vec{v}_2 (-v_2) A_2,$$

y el flujo másico es: $G = \rho v_1 A_1 = \rho v_2 A_2 = \rho v A$, quedando:

$$\vec{T} = G(v_1 - v_2) \vec{i} \quad (3.10)$$

siendo \vec{i} el vector unitario según el eje x.

Por otra parte, las presiones efectivas del aire, justo antes y después del rotor del aerogenerador, deben satisfacer, respecto a las del fluido en las secciones A_1 y A_2 , la ecuación de Bernouilli. Es decir, entre la sección A_1 y la cara anterior del disco, tenemos:

$$p_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = p^+ + \frac{1}{2} \rho v^2,$$

y entre la sección A_2 y la cara posterior del disco, tenemos:

$$p^- + \frac{1}{2} \rho v^2 = p_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2$$

Restando ambas expresiones, y sabiendo que $p_1 = p_2$, nos queda:

$$p^+ - p^- = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2)$$

La fuerza ejercida sobre el disco por esta diferencia de presiones es:

3. Transformación del recurso eólico

$$\begin{aligned}\vec{T} &= (p^+ - p^-) \cdot A \cdot \vec{i}; \\ \vec{T} &= \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \cdot A \cdot \vec{i}\end{aligned}\quad (3.11)$$

Igualando las fuerzas obtenidas, esto es, las Ecs. (3.10) y (3.11), obtenemos:

$$\begin{aligned}G(v_1 - v_2) &= \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \cdot A; \\ \rho v A (v_1 - v_2) &= \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \cdot A; \\ v (v_1 - v_2) &= \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2); \\ v &= \frac{v_1 + v_2}{2}\end{aligned}\quad (3.12)$$

Así, la velocidad del viento, v , en el plano del rotor es la semisuma de la velocidad incidente, en el infinito, aguas arriba, v_1 , y la velocidad final, en el infinito, aguas abajo, v_2 .

La potencia absorbida por el rotor del aerogenerador es el producto de la fuerza ejercida por el fluido sobre el disco del rotor, por la velocidad del fluido en el mismo, esto es:

$$\dot{W}_2 = \vec{T} \cdot \vec{v}\quad (3.13)$$

Sustituyendo en la Ec. (3.13) las expresiones obtenidas, queda:

$$\dot{W}_2 = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2} \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2},\quad (3.14)$$

esta ecuación expresa la potencia que se extrae del viento con un aerogenerador ideal, cuyo rotor tiene un área A , en función de la velocidad incidente v_1 y de la velocidad final de la estela v_2 .

El flujo másico a través del rotor es:

$$G = \rho A \frac{v_1 + v_2}{2},$$

y la pérdida de energía cinética por unidad de masa que experimenta el flujo de aire entre las secciones 1 y 2 es:

$$\frac{v_1^2 - v_2^2}{2}$$

Así pues, la Ec. (3.14) indica que la potencia que se obtiene del viento es, por una parte, proporcional al flujo másico que pasa a través del disco y, por otra, proporcional a la diferencia de energía cinética de la corriente entre las secciones A_1 y A_2 . En consecuencia, aumentando el gasto a través del rotor, o bien aumentando la diferencia de energías entre las secciones A_1 y A_2 , aumenta la potencia teórica del aerogenerador.

3.3.1. Máxima potencia teórica producida por un aerogenerador

En la Ec. (3.14) se observa que para una velocidad del viento incidente, v_1 , conocida y fija, si el valor de la velocidad v_2 decrece, sucede por una parte que la diferencia de energías cinéticas crece y, simultáneamente, el flujo másico baja. Y viceversa, si el valor de v_2 crece, el flujo másico a través del disco aumenta, pero el valor de la diferencia de energías cinéticas decrece. Para un valor prefijado e invariable de la velocidad v_1 , existe un valor de la velocidad v_2 que hace máxima la potencia teórica del aerogenerador. Para ello, ponemos la Ec. (3.14) en función de v_1 y de la constante $\lambda = v_2/v_1$, quedando dicha expresión de la siguiente forma:

$$\dot{W}_2 = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1 + \lambda)(1 - \lambda^2), \quad (3.15)$$

para la condición de máxima potencia hacemos: $\frac{d\dot{W}_2}{d\lambda} = 0$, obteniendo la siguiente ecuación: $3\lambda^2 + 2\lambda - 1 = 0$, de la que se toma la solución positiva, $\lambda_1 = 1/3$. Al sustituir dicho resultado en la Ec. (3.15), tenemos:

$$\dot{W}_{2, \text{máx}} = \frac{8}{27} \rho A v_1^3 \quad (3.16)$$

Siendo esta expresión la potencia teórica máxima que se puede obtener de un aerogenerador ideal, cuya área del rotor es A , la densidad del aire es ρ y la velocidad de viento incidente es v_1 .

3.3.2. El Límite de Betz

El coeficiente de potencia, C_p , de un aerogenerador, que ya fue definido y expresado por la Ec. (3.4), varía en función de sus condiciones de funcionamiento.

Al sustituir en dicha ecuación el valor de \dot{W}_2 por la expresión dada por la Ec. (3.15), queda en función del parámetro adimensional λ , como sigue:

$$C_p = \frac{1}{2} (1 + \lambda)(1 - \lambda^2), \quad (3.17)$$

que representamos en la siguiente Fig. 3.5.

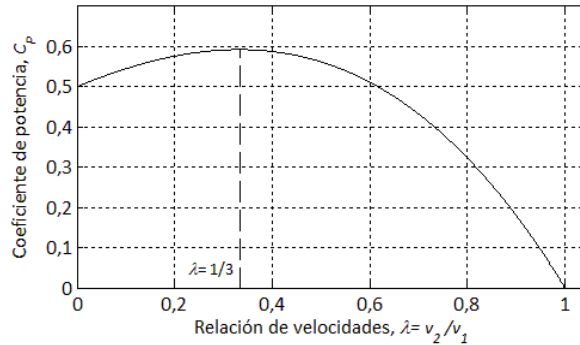


Figura 3.5. Coeficiente de potencia para un aerogenerador ideal.

Si en la Ec. (3.4) introducimos, como potencia de salida del rotor, la potencia máxima que obtuvimos en la Ec. (3.16), queda el siguiente coeficiente de potencia máximo:

$$C_{p, \text{máx}} = \frac{\frac{8}{27} \rho A v_1^3}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{16}{27} = 0,5925 \quad (3.18)$$

Dicho valor es conocido como Límite de Betz, siendo este el máximo coeficiente de potencia con el que puede funcionar un aerogenerador ideal.

Expresado de forma porcentual, tenemos:

$$C_{p, \text{máx}}(\%) = 59,25\%$$

Que nos permite decir de otra forma que: la máxima potencia que se puede obtener en teoría, de un flujo de aire, con un aerogenerador, no superará el 59,25% de la potencia del viento incidente.

3.3.3. Validez de la teoría de cantidad de movimiento unidimensional

En la Fig. 3.4 se observa que la velocidad del viento va disminuyendo en todo el tubo de corriente desde la sección A_1 en el infinito aguas arriba hasta la sección final A_2 en el infinito aguas abajo. En concreto, se puede suponer que la velocidad v en el plano del rotor, es la suma de la velocidad v_1 más una velocidad negativa V , que llamaremos velocidad inducida en el plano del rotor, que podemos escribir:

$$v = v_1 - V \quad (3.19)$$

De esta manera, se define el factor de inducción axial, a , como la disminución fraccional de la velocidad del viento entre el flujo libre y el plano del rotor:

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} \quad (3.20)$$

Despejando la velocidad, v , en el plano del rotor, tenemos:

$$v = v_1(1 - a) \quad (3.21)$$

En donde, el producto $v_1 a = V$ indica cómo se induce la velocidad en el rotor, en cuyo caso la velocidad del viento en el rotor es una combinación de la velocidad del flujo libre y la velocidad inducida del viento. Como el factor de inducción axial, a , se incrementa desde cero hasta un valor determinado, la velocidad del viento detrás del rotor se va ralentizando progresivamente. No obstante, cuando dicho factor toma un valor límite de $1/2$ el viento disminuye hasta alcanzar una velocidad igual a cero detrás del plano del rotor y, entonces, la teoría de cantidad de movimiento unidimensional no es aplicable (Manwell et al 2009).

Sustituyendo la Ec. (3.21) en la Ec. (3.12), tenemos:

$$v_2 = v_1(1 - 2a) \quad (3.22)$$

Como se indicó en la Ec. (3.14), la potencia de salida del rotor, \dot{W}_2 , es igual al empuje por la velocidad del viento en el disco, que volvemos a repetir de la siguiente forma:

$$\dot{W}_2 = \frac{1}{2} \rho A_2 (v_1^2 - v_2^2) v = \frac{1}{2} \rho A_2 v (v_1 + v_2)(v_1 - v_2) \quad (3.23)$$

Al sustituir, en esta última ecuación, las Ecs. (3.21) y (3.22) tenemos:

$$\dot{W}_2 = \frac{1}{2} \rho A v_1^2 4a(1-a)^2, \quad (3.24)$$

y se obtiene el coeficiente de potencia en función del factor de inducción axial, al despejar en la Ec. (3.4) la Ec. (3.24):

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad (3.25)$$

De nuevo, el máximo coeficiente de potencia, $C_{p,máx}$, se determina tomando la derivada del coeficiente de potencia de la Ec. 3.25, con respecto al factor de inducción axial, a , e igualando a cero. Obteniendo que:

3. Transformación del recurso eólico

$$C_{p, \text{máx}} = \frac{16}{27} = 0,5925 \quad (3.26)$$

cuando $a = 1/3$. Para este caso, el flujo a través del disco corresponde a un tubo de corriente con una sección transversal aguas arriba de $2/3$ del área del disco, que se expande hasta el doble del área del disco aguas abajo. Este resultado indica que, si un rotor ideal fuese diseñado y operado de manera que la velocidad del viento en el rotor sea $2/3$ de la velocidad del flujo de viento libre, entonces se estaría operando en el punto de máxima producción de energía.

Asimismo, para las Ecs. (3.11), (3.21) y (3.22), el empuje axial en el disco es:

$$T = \frac{1}{2} \rho A v_1^2 [4a(1-a)] \quad (3.27)$$

Análogamente a la potencia, el empuje en un aerogenerador puede ser caracterizado por el coeficiente de empuje, o tracción, expresado por la Ec. (3.5), que viene dado en función del factor de inducción axial de la siguiente forma:

$$C_T = 4a(1-a), \quad (3.28)$$

teniendo un valor máximo igual a 1 cuando $a = 1/2$ y la velocidad v_2 es cero. También, para la máxima potencia de salida, donde $a = 1/3$, el coeficiente de empuje, C_T , tiene un valor de $8/9$.

En la Fig. 3.6 se representan los coeficientes adimensionales de potencia y de empuje y la relación de velocidades del viento $\lambda = v_2/v_1$ para un aerogenerador ideal de eje horizontal, en donde se observa el límite de validez de la teoría de cantidad de movimiento unidimensional.

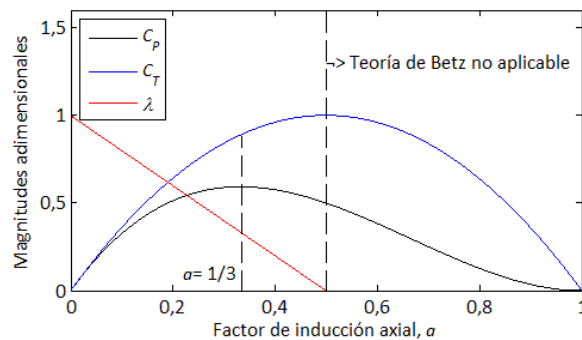


Figura 3.6. Parámetros de operación para un aerogenerador ideal.

Como se ha comentado, este modelo idealizado no es válido para factores de inducción axial mayores que $1/2$. En la práctica, el factor de inducción axial

excede de dicho valor para los patrones de flujo complicados y pueden dar lugar a valores de coeficiente de empuje tan altos como 2 (Wilson et al. 1976).

La teoría del disco actuador es una simplificación, como se ha puesto de manifiesto con las hipótesis adoptadas para su cálculo, ya que no tiene presente algunos de los aspectos existentes en la práctica, tales como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por turbulencia de la estela, la compresibilidad del aire y la interferencia entre las palas. Esta teoría es una aproximación al problema de determinar la potencia que puede obtenerse de una máquina eólica de eje horizontal, siendo útil para establecer el límite superior para el coeficiente de potencia, C_p . En la práctica, en los aerogeneradores actuales, este coeficiente puede llegar a 0,5 en el mejor de los casos.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

4.1. Introducción

La energía eólica marina posee condiciones más favorables del viento que su homóloga terrestre, por lo que una estimación fiable del potencial eólico en la capa límite atmosférica es de gran importancia para justificar la viabilidad energética de nuevos pp.ee.mm.

En el presente capítulo se desarrolla un método para determinar la producción energética anual de un aerogenerador en mar abierto, que tiene en cuenta las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar (Bahamonde y Litrán 2019), donde los datos de entrada y para la validación de los resultados se extraen de la plataforma de investigación alemana FINO 3. El objetivo es extender dicho método a la forma habitual de las mediciones para un estudio de viabilidad energética, esto es, cuando son realizadas con mástiles de medidas, donde los datos meteorológicos se obtienen a cotas muy inferiores a las del buje de un aerogenerador.

Como aplicación, primero se extrapola la velocidad del viento con la altura, con los datos de la plataforma de investigación alemana FINO 3, en el Mar del Norte, durante los años 2013 a 2017. A continuación, se aplica al cálculo de la energía eléctrica de un aerogenerador comercial de 3,0 MW, con el buje a 80 m sobre la superficie del mar.

Los resultados obtenidos fueron comparados con los datos de la velocidad del viento proporcionados a dicha altura por la plataforma, y su aplicación al cálculo de la energía, presentando desviaciones aceptables en todos los años de estudio.

4.2. Antecedentes del estudio

Los beneficios y la continua expansión de la energía eólica están impulsando nuevos estudios y herramientas para una mejor predicción del potencial eólico, enfocado a la producción de la energía eléctrica mediante los parques eólicos (Lydia et al. 2015; Carvalho et al. 2017). También, nuevos modelos matemáticos completan y mejoran las aplicaciones realizadas con programas de referencia como WAsP (Durisic y Mikulovi 2012).

La teoría de semejanza de Monin-Obukhov (1954) surge como consecuencia de la longitud de escala para los procesos de intercambio en la atmósfera (Foken 2006), conocida como longitud de Obukhov (1946), que representa la altura de la capa límite atmosférica, donde los procesos mecánicos se igualan a los procesos térmicos. Dicha teoría, aunque desarrollada a partir de mediciones sobre tierra, se considera que es de aplicación general para mar

abierto. Sin embargo, existen desviaciones cuando el flujo de viento se encuentra influenciado por la proximidad de tierra (Lange et al. 2004a) y para condiciones atmosféricas estables (Lange et al. 2004b; Gualtieri 2016). Así, en general, se considera que en la capa superficial atmosférica, en condiciones de mar abierto, se cumple dicha teoría, ya que predice un perfil logarítmico de la velocidad del viento en condiciones de viento homogéneo y estacionario (Peña y Gryning 2008).

En condiciones marinas, el papel de la estabilidad atmosférica en la capa superficial y la longitud de rugosidad aerodinámica, según el estado de la mar, son determinantes para conocer la producción energética de un parque eólico marino. Lange et al. (2004a) llegaron a la conclusión que las estimaciones de potencia de salida mejoran significativamente si se tiene en cuenta la estabilidad.

En la misma línea, Peña et al. (2008) desarrollaron una herramienta donde el perfil de la velocidad del viento sobre el mar se debe únicamente a la estabilidad atmosférica, en el supuesto que la rugosidad de la superficie del mar pueda ser predicha por la longitud de rugosidad de Charnock (1955). Dicho estudio concluyó que, para condiciones atmosféricas neutras e inestables, la altura de la CLAM puede ser desestimada y las expresiones del perfil de la velocidad del viento, según la teoría de semejanza de Monin-Obukhov, están de acuerdo con las observaciones. En cambio, para condiciones estables, la altura de la CLAM debe ser considerada.

También, el factor logarítmico en la ecuación de la teoría de semejanza de Monin-Obukhov incluye la longitud de rugosidad aerodinámica, que está relacionada con una variación continua del oleaje. Para mar abierto, Högström et al. (2006) aplicaron un modelo basado en dicha teoría, indicando que la variación de la longitud de la rugosidad de la superficie del mar tiene un efecto mínimo en el perfil del viento.

Debido a la importancia de la estabilidad atmosférica en el cálculo de la energía de los aerogeneradores y las dificultades que presenta su adquisición en la campaña de evaluación de recursos eólicos, Sanz et al. (2015) proporcionan una guía sobre cómo realizar dichas medidas que son de interés en el ámbito marino. También indican que el método de Richardson bulk posee un enfoque robusto para caracterizar la estabilidad atmosférica en alta mar, ya que requiere pocos instrumentos de medida y proporciona un buen rendimiento, en comparación con otros métodos más elaborados y costosos.

Peña y Hahmann (2012) realizan una intercomparación de datos sónicos, bulk y del modelo WRF (Weather Research and Forecast) en el parque eólico Horns Rev 1, obteniendo que, a largo plazo, las estimaciones de estabilidad de WRF y bulk son casi iguales, y que una corrección hacia una condición atmosférica

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

levemente estable tiene que aplicarse al perfil de viento a largo plazo en Horns Rev y en otros lugares del Mar del Norte, dicha corrección es mayor para los emplazamientos cercanos a la costa.

Motta et al. (2005) indican que el conocimiento detallado de los perfiles medios de velocidad del viento, es esencial para evaluar la producción energética de un parque eólico. También, debido a que la estratificación atmosférica desempeña un papel fundamental en los perfiles de velocidad del viento, es necesario conocer las condiciones de estabilidad de un emplazamiento. En su estudio, analizaron las medidas de series temporales prolongadas en mar abierto, en la zona de Dinamarca, para cuantificar el papel de la estabilidad atmosférica en los perfiles de la velocidad del viento, con el objetivo de su modelado. Obtuvieron una mejora significativa de la predicción media del perfil de la velocidad del viento, aplicando una corrección de estabilidad a los perfiles logarítmicos en condiciones neutras. Los resultados lo utilizaron para hacer una estimación de las densidades de la potencia del viento a distintas alturas.

Por todo ello, debido al rápido crecimiento de la energía eólica marina, así como el inmenso potencial eólico sin explotar de grandes áreas marinas en todo el mundo, hacen necesario un método fiable de predicción del recurso eólico, válido para cualquier latitud, capaz de determinar la viabilidad energética de nuevos pp.ee.mm. El conocimiento de las interacciones en la CLAM, identificando las condiciones de contorno, nos ayudará a conseguir dicho objetivo. Así pues, nuestro trabajo se enmarca en esta línea donde, a partir de las mediciones en el ámbito marino, se pueda modelar la velocidad del viento a la altura del buje de un aerogenerador en unas condiciones más reales.

La novedad del método propuesto consiste en determinar la producción eléctrica de un aerogenerador en condiciones de mar abierto, a partir de los datos medidos en el emplazamiento de la plataforma FINO 3, considerando las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar. Los resultados obtenidos fueron comparados con los datos medidos en la plataforma a la cota del buje del aerogenerador, dando desviaciones aceptables para su uso en el estudio de la producción energética en otros emplazamientos, cuando se conocen los datos a cotas inferiores de una campaña de medidas.

4.3. Método de estudio

El método de estudio se esquematiza en la Fig. 4.1, el cual toma, como datos de entrada del algoritmo de cálculo, la temperatura superficial del agua del mar y una serie de datos meteorológicos a una cota inferior, como la temperatura y presión ambiental, y la velocidad y dirección del viento, siendo el resto de entradas las curvas de potencia y del coeficiente de potencia de un aerogenerador

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

comercial. Los datos de salida son los cálculos relativos al rotor del aerogenerador y a la energía de salida del generador eléctrico, que determinan sus parámetros de funcionamiento, entre los que se encuentran el Factor de Carga (FC) y el número de Horas Equivalentes (HE), con el fin de realizar un estudio comparativo de la energía del viento en un emplazamiento marino.

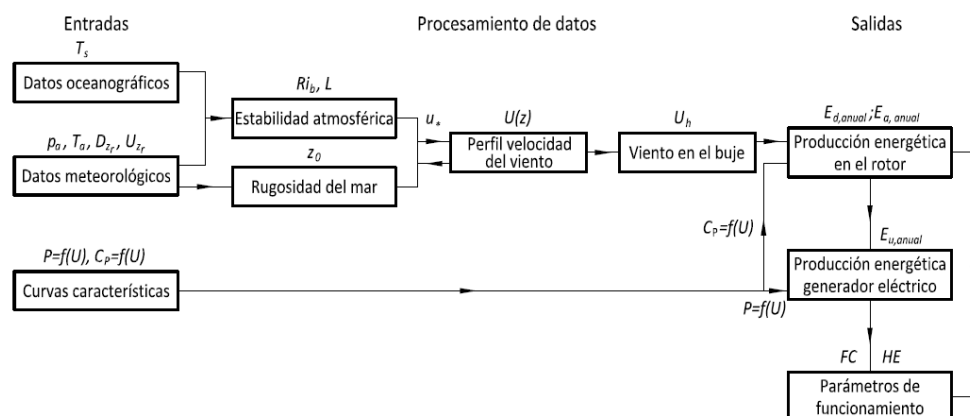


Figura 4.1. Diagrama del método de estudio.

En el procesamiento de datos se determinan las distintas variables, con unas condiciones continuamente cambiantes de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar, con el fin de extrapolar la velocidad del viento en altura en la CLAM. El método de estudio se ha realizado en los supuestos que, en condiciones de mar abierto, sea de aplicación la teoría de semejanza de Monin-Obukhov y las Ecs. (2.37) y (3.38) correspondientes a la longitud de la rugosidad de la superficie del mar, independientemente del tipo del mar existente y de su alineación transitoria del oleaje con el viento.

Como aplicación, las medidas fueron obtenidas, en intervalos diezminutales, en la plataforma de investigación FINO 3 (55° 11,7' N, 007° 09,5' E) (FINO database 2018) durante los años 2013 a 2017, tanto para los datos de entrada como para el estudio comparativo de la velocidad del viento en altura. Asimismo, dichas velocidades, predicha por el método y medida en la plataforma, se aplicaron a un aerogenerador comercial Vestas, con el buje a 80 m, cuyas curvas de potencia y del coeficiente de potencia, indicadas en la Fig 3.2, fueron discretizadas en veinte valores entre dos enteros de la velocidad del viento, para que la integración del cálculo de energía se aproxime a sumas discretas.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto.
Aplicación al cálculo de la energía

4.3.1. Procesamiento de datos

Los pasos a seguir son los siguientes:

a) Determinación de la estabilidad atmosférica mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , según la Ec. (2.36). Dependiendo del valor obtenido, tenemos las siguientes estimaciones de la estabilidad atmosférica (Ebuchi et al. 1992):

$$-0,02 \leq Ri_b \leq 0,02; \text{ atmósfera cuasi-neutra}$$

$$Ri_b < -0,02; \text{ atmósfera inestable}$$

$$Ri_b > 0,02; \text{ atmósfera estable}$$

b) La temperatura potencial virtual media, $\bar{\theta}_v$, para aire insaturado, con ratio de mezcla r , viene dada por la siguiente ecuación (Stull 2009):

$$\bar{\theta}_v = \theta(1 + 0,64r); \quad (4.1)$$

tomando $r = 20g/kg$

La temperatura potencial, θ , viene dada por la siguiente expresión:

$$\theta = T_a (p_o / p_a)^{0,286} \quad (4.2)$$

siendo p_a la presión del aire y p_o la presión de referencia, que se tomará como 100 kPa.

c) El flujo cinemático de calor va a ser cambiante durante el ciclo diario y utilizaremos la expresión aproximada:

$$F_{Hs} = C_H U_{z_r} (T_s - T_a) \quad (4.3)$$

donde z_r es la cota de medida de los datos meteorológicos y C_H es el coeficiente adimensional de transferencia principal de calor sensible, cuyos valores oscilan entre 0,001 y 0,005 para condiciones neutras, se duplican o triplican para atmósfera inestable y tiende a cero para condiciones estables (Wallace y Hobbs 2005). Para la aplicación se tomarán los siguientes valores:

$$C_H = 0,0327 \frac{k}{\ln(z_r/z_o)}; \text{ atmósfera neutra (Oberhuber 1988)} \quad (4.4)$$

$$C_H = 0,006; \text{ atmósfera inestable}$$

Y para distintos rangos dentro de atmósfera estable, los valores de C_H se indican en la Tabla 4.1.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla 4.1. Coeficiente de transferencia principal de calor sensible para atmósfera estable

Atmósfera	Rango de Ri_b (-)	$F = U_{z_r} (T_s - T_a) (ms^{-1}K)$	C_H (-)
Ligeramente estable	$0,021 \leq Ri_b \leq 0,031$	$F \leq -30$	0,0009
		$-1,5 \geq F > -30$	0,0006
Estable	$0,031 < Ri_b \leq 2$	$F \leq -30$	0,0003
		$-1,5 \geq F > -30$	0,0001
Muy estable	$Ri_b > 2$	$F < -1,5$	0,000001

d) Cálculo de la velocidad de fricción, u_* , mediante el método numérico de iteración del punto fijo, según los siguientes casos:

Si $U_{z_r} < 4m/s$, se sustituyen las Ecs. (2.31) y (2.37) en la Ec. (2.30), siendo la viscosidad molecular cinemática $\nu = 1,461 \cdot 10^{-5} m^2/s$.

Si $4 \leq U_{z_r} \leq 50m/s$, se sustituyen las Ecs. (2.31) y (2.38) en la Ec. (2.30), con la constante de Charnock para mar abierto, $\alpha_c = 0,011$.

En ambos casos, para atmósfera neutra, $z_r/L = 0$, la función $\Psi_M(z_r/L)$ es cero en la Ec. (2.30). En cambio, para atmósfera inestable, $z_r/L < 0$, la función $\Psi_M(z_r/L)$ se representa por la ecuación de Paulson (1970):

$$\Psi_{MU}(z_r/L) = -2 \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2 \tan^{-1}(x) - \pi/2 \quad (4.5)$$

donde: $x = \left[1 - \left(\frac{15z_r}{L}\right)\right]^{1/4}$

Y para atmósfera estable, $z_r/L > 0$, la función $\Psi_M(z_r/L)$ se representa por la ecuación de Businger-Dyer (Businger et al. 1971; Dyer 1974):

$$\Psi_{MS}(z_r/L) = \frac{4,7z_r}{L} \quad (4.6)$$

e) Determinación de la longitud de rugosidad aerodinámica, z_0 , para cada uno de los intervalos diezminutales, según los siguientes casos:

Si $U_{z_r} < 4m/s$, se aplica la Ec. (2.37).

Si $4 \leq U_{z_r} \leq 50m/s$, se aplica la Ec. (2.38).

f) Cálculo de la longitud de Obukhov, L , según la Ec. (2.31) en cada intervalo diezminutal.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto.
Aplicación al cálculo de la energía

g) Finalmente, en la última etapa del modelado, conocidos u_* , z_0 y L , se determina la velocidad del viento, U_h , en la nueva altura, h , de la capa límite superficial, según la expresión general:

$$U_h = u_* / k [\ln(h/z_0) + \Psi_M(h/L)] \quad (4.7)$$

Para los siguientes casos:

- Atmósfera neutra, $h/L = 0$:

$$U_h = u_* / k \ln(h/z_0) \quad (4.8)$$

- Atmósfera inestable, $h/L < 0$:

La función $\Psi_{MU}(h/L)$ se representa por la ecuación empírica de Paulson:

$$\Psi_{MU}(h/L) = -2 \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2 \tan^{-1}(x) - \pi/2; \quad (4.9)$$

Sustituyendo la Ec. (4.9) en la Ec. (4.7), se obtiene:

$$U_h = u_* / k \left[\ln(h/z_0) - 2 \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) - \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) + 2 \tan^{-1}(x) - \pi/2 \right] \quad (4.10)$$

donde: $x = \left[1 - \left(\frac{15h}{L} \right) \right]^{1/4}$

- Atmósfera estable, $h/L > 0$:

La función $\Psi_{MS}(h/L)$ se representa por la ecuación empírica de Businger-Dyer:

$$\Psi_{MS}(h/L) = \frac{4,7h}{L} \quad (4.11)$$

Sustituyendo la Ec. (4.11) en la Ec. (4.7), se obtiene:

$$U_h = u_* / k \left[\ln(h/z_0) + \frac{4,7h}{L} \right] \quad (4.12)$$

De esta forma, tenemos la velocidad del viento, U_h , a la altura del buje del aerogenerador en la CLAM, en cada intervalo diezminutal con las variaciones de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar.

4.3.2. Parámetros de funcionamiento

La energía disponible a la entrada del rotor de un aerogenerador, durante un año, $E_{d,anual}$, viene dada por la ecuación:

$$E_{d,anual} = \sum_i T_i \dot{W}_i \quad (4.13)$$

siendo T_i el tiempo de ocurrencia de cada intervalo de la velocidad del viento y \dot{W}_i la potencia del viento incidente en el rotor del aerogenerador. Asimismo, la energía aprovechada a la salida del rotor de un aerogenerador durante un año, $E_{a,anual}$, está determinada por la ecuación:

$$E_{a,anual} = \sum_i C_{p,i} T_i \dot{W}_i \quad (4.14)$$

donde $C_{p,i}$ es el coeficiente de potencia del rotor del aerogenerador para cada intervalo de la velocidad del viento. La energía útil a la salida del generador eléctrico durante un año, $E_{u,anual}$, viene dada por la ecuación:

$$E_{u,anual} = \sum_i T_i P_i \quad (4.15)$$

donde P_i es el valor de la potencia eléctrica extraído de la curva de potencia del aerogenerador para cada intervalo de la velocidad del viento incidente en un año. Con el objeto de caracterizar el comportamiento de un aerogenerador, se definen los siguientes parámetros de funcionamiento equivalentes (Hau 2006):

- Factor de carga (FC) es la relación entre la energía útil, $E_{u,anual}$, producida por un aerogenerador durante un año, T , y la que se hubiera producido si durante dicho periodo hubiese estado funcionando continuamente a su potencia nominal, P_n , que expresamos mediante la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{E_{u,anual}}{P_n \cdot T} \quad (4.16)$$

- Horas equivalentes a plena carga (HE) es el número de horas que debería funcionar un aerogenerador a plena carga para producir la misma energía en un año que se obtendría durante su funcionamiento real. Está dada por la ecuación:

$$HE = \frac{E_{u,anual}}{P_n} = 8.760 \cdot FC (\text{horas/año}) \quad (4.17)$$

Para hacer un estudio comparativo de la producción energética de un aerogenerador situado en el emplazamiento donde se extraen los datos, se obtendrán los parámetros FC y HE , en cada uno de los años de estudio. Por

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto.
Aplicación al cálculo de la energía

último, se validarán los resultados obtenidos con los datos medidos en la plataforma de investigación FINO 3 a 80 m, esto es, a la misma altura del buje del aerogenerador seleccionado.

4.4. Resultados del método propuesto

4.4.1. Estabilidad atmosférica

Mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , expresado por la Ec. (2.36), se determina el tipo de estabilidad atmosférica en cada serie diezminutal. Para ello se tomará una estrecha franja en torno al cero, entre -0,02 y 0,02, que llamaremos cuasi-neutra (Ebuchi et al. 1992), como una extensión del caso estricto de atmósfera neutra con los valores iguales a cero. En la Tabla 4.2 se resumen los datos relativos a la estabilidad atmosférica en cada año de estudio en el emplazamiento de la plataforma FINO 3. La mayoría de los datos representan una estabilidad atmosférica cuasi-neutra, le siguen en número las condiciones inestables, y las condiciones estables representan un número reducido de casos. Aún siendo la eficacia de datos distinta en cada año, se observa que los datos de la estabilidad atmosférica se mantienen en un determinado rango de valores porcentuales.

Tabla 4.2. Resumen de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento de FINO 3

Año	Eficacia de datos	Cuasi-Neutra (N)		Inestable (I)		Estable (E)		Total No.
		No.	%	No.	%	No.	%	
2013	0,890	24796	53,01	17773	38,00	4206	8,99	46775
2014	0,924	26310	54,18	18887	38,89	3367	6,93	48564
2015	0,951	28887	57,81	18755	37,53	2327	4,66	49969
2016	0,903	21375	44,89	22268	46,77	3971	8,34	47614
2017	0,882	23965	51,68	19606	42,28	2800	6,04	46371

En las Figs. 4.2-4.6, en la parte denotada como (a), se indican los gráficos de dispersión del número de Richardson bulk, Ri_b , en función de la velocidad del viento medido a 30 m. En una estrecha franja entre -0,02 y 0,02 se encuentran los casos cuasi-neutros para todo el rango de velocidades hasta 25 m/s. Desde la horizontal por 0,02 hacia arriba se encuentran los casos estables medidos y desde la horizontal por -0,02 hacia abajo los casos inestables, en ambos se dan con velocidades del viento inferiores a 20 m/s. En la parte (b) de dichas figuras se representan, con barra rellena, la frecuencia de los datos cuasi-neutros, Ri_{bN} , que suman un total de 53,01%, 54,18%, 57,81%, 44,89% y 51,68% en cada uno de los años relacionados, siendo el resto de datos representados con barras ligeramente inestables, hacia la parte negativa, y ligeramente estables, hacia la parte positiva.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

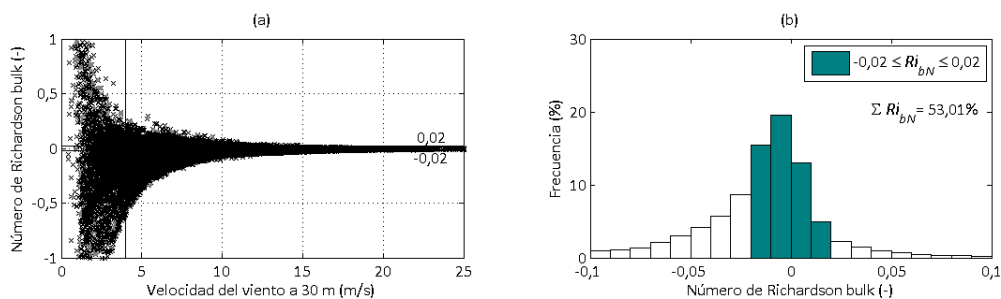


Figura 4.2. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2013.

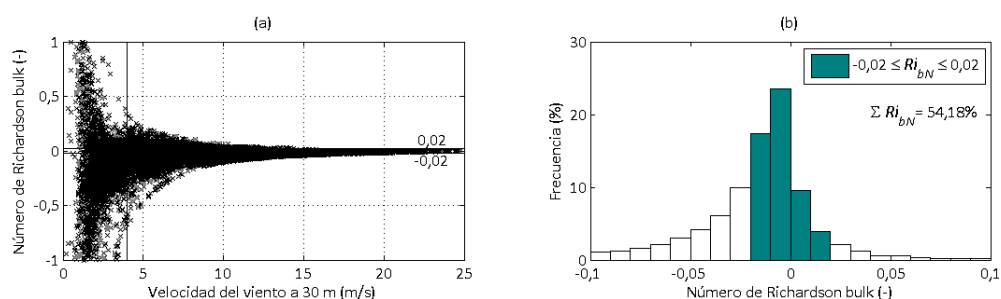


Figura 4.3. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2014.

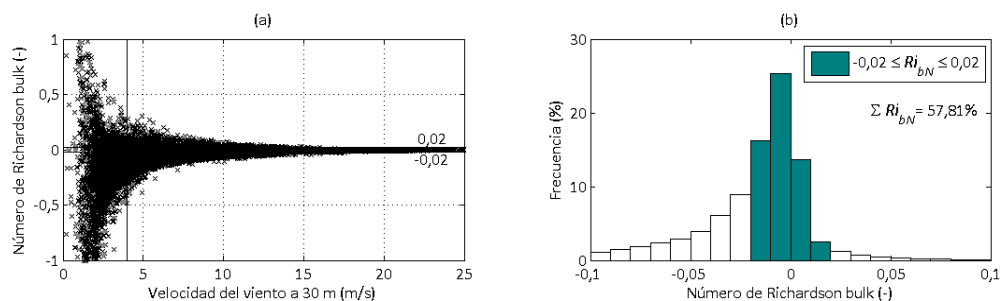


Figura 4.4. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2015.

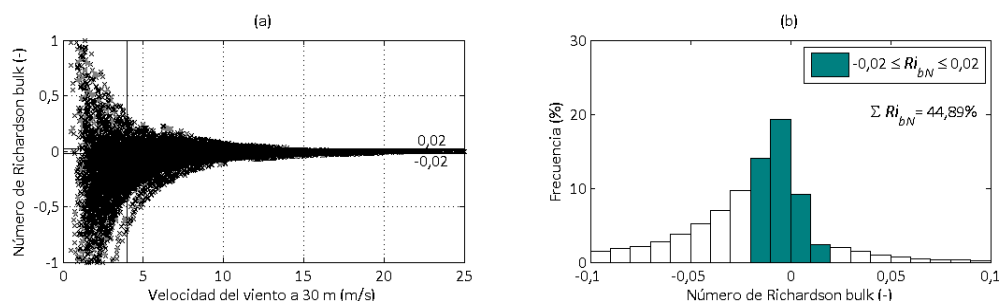


Figura 4.5. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2016.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

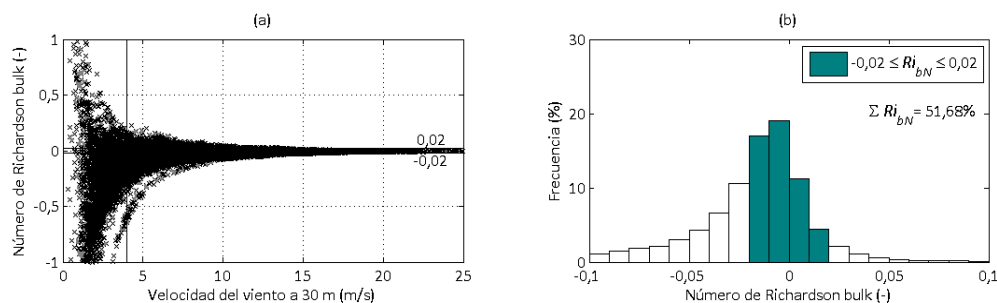


Figura 4.6. Gráficas relativas a la estratificación térmica en 2017.

Como se observa en las Figs. 4.2-4.6, parte (a), del total de datos, solo se emplean en la producción de energía los que se encuentran en el rango, R, de funcionamiento del aerogenerador seleccionado, delimitados por una línea vertical próxima a 4 m/s y cuyos datos, según la estabilidad atmosférica, se encuentran desglosados en la Tabla 4.3. Asimismo, con el objeto de abreviar la estabilidad definida como cuasi-neutra, la denominaremos neutra en adelante.

Tabla 4.3. Desglose de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento de FINO 3 para el rango, R, de funcionamiento del aerogenerador entre 4 m/s y 25 m/s

Año	Cuasi-Neutra R (N_R)		Inestable R (I_R)		Estable R (E_R)		Total en R No.	Total No.
	No.	%	No.	%	No.	%		
2013	24548	58,41	14471	34,43	3006	7,15	42025	46775
2014	25968	59,87	14947	34,46	2462	5,68	43377	48564
2015	28475	63,55	14862	33,17	1467	3,27	44804	49969
2016	21063	50,07	17941	42,65	3066	7,29	42070	47614
2017	23597	57,96	15019	36,89	2094	5,14	40710	46371

4.4.2. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad aerodinámica

En las Figs. 4.7-4.11, parte (a), se representa la velocidad de fricción, u_* , en función de la velocidad del viento medido a 30 m, para los distintos casos de estabilidad atmosférica. La fuerza del viento sobre la superficie del mar, que origina el oleaje, se traduce en la velocidad de fricción, que no llega a superar 1 m/s para 25 m/s. Asimismo, en las Figs. 4.7-4.11, parte (b), se indican los diagramas de dispersión de la longitud de rugosidad, z_0 , por aplicación de las Ecs. (2.37) y (2.38), en función de la velocidad del viento medido a 30 m, distribuidos según la estabilidad atmosférica. Aquí también, los valores de la longitud de rugosidad de la superficie del mar son muy reducidos.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

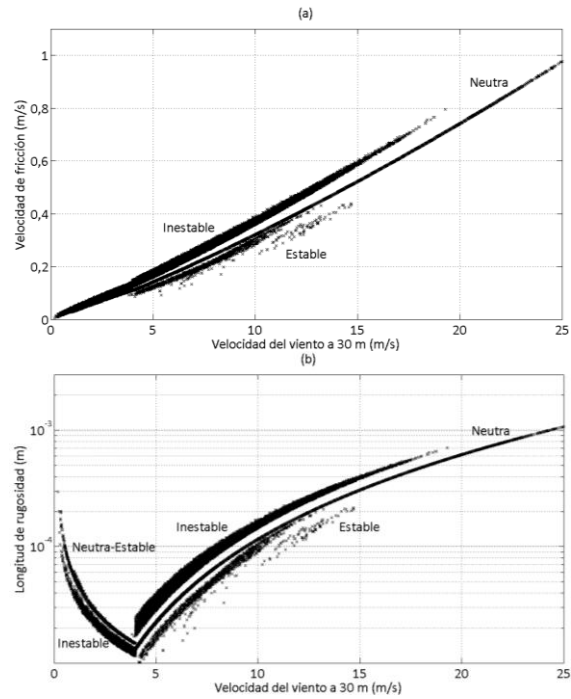


Figura 4.7. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2013.

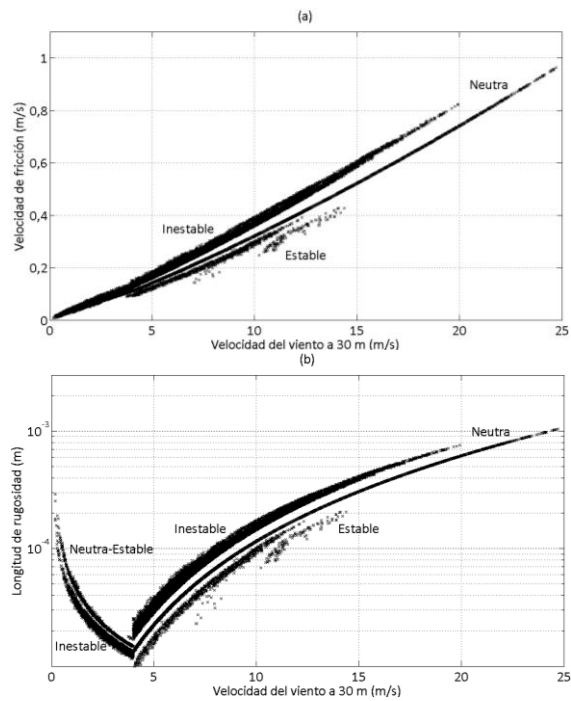


Figura 4.8. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2014.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto.
Aplicación al cálculo de la energía

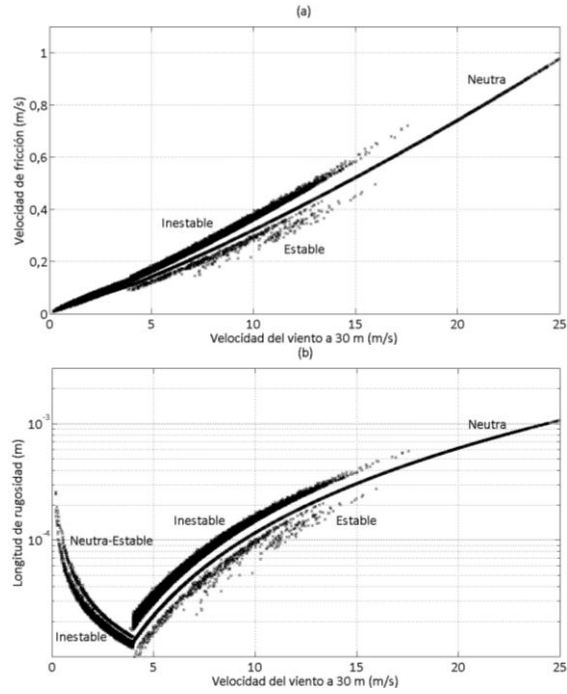


Figura 4.9. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2015.

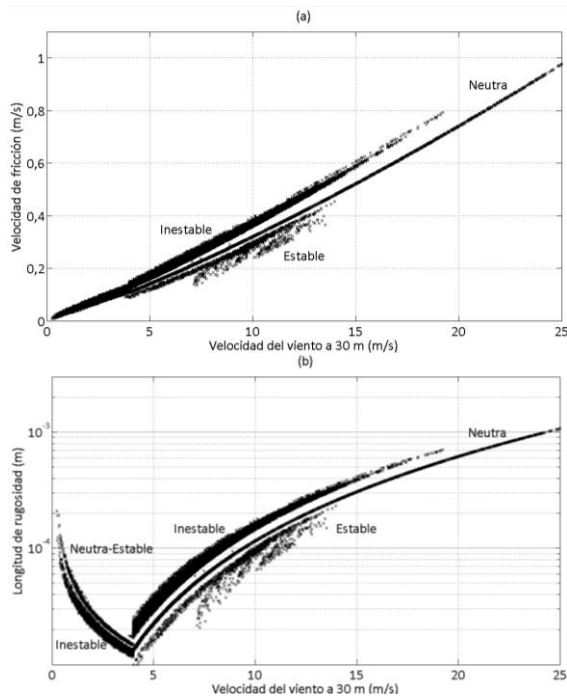


Figura 4.10. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2016.

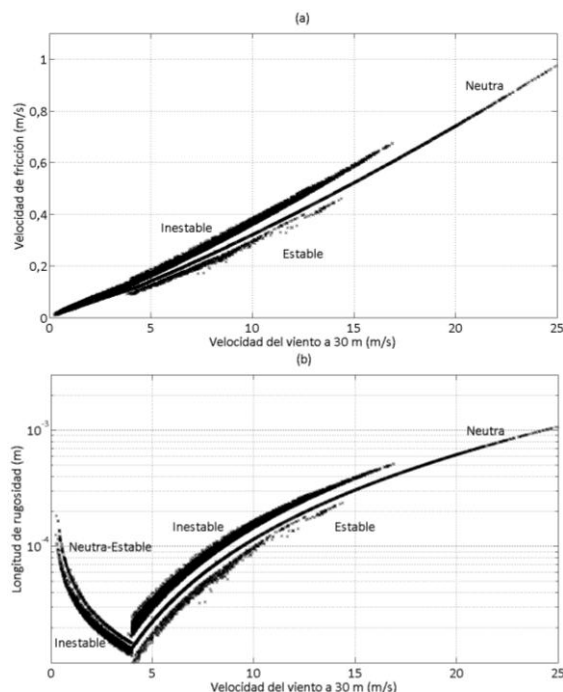


Figura 4.11. Velocidad de fricción y longitud de rugosidad en 2017.

En las gráficas se observa una misma tendencia desde 4 m/s, así para atmósfera neutra los datos obtenidos se concentran en un lugar geométrico muy estrecho. En cambio, para condiciones inestables y estables aumenta la región, siendo más compacta en condiciones inestables y más dispersa en condiciones estables. La consideración de la superficie del mar lisa, con velocidades del viento inferiores a 4 m/s, solo tiene relevancia para el estudio de la variación del potencial eólico marino al compararlo con la variación de la rugosidad de la superficie del mar, y apenas tiene efecto en el cálculo de la producción energética del aerogenerador seleccionado dentro del cómputo anual, debido a que dicha velocidad se encuentra en su zona de arranque donde la producción es mínima. No obstante, en los aerogeneradores sin multiplicadora, con velocidades de arranque inferiores, su efecto sería mayor.

4.4.3. Relación de las velocidades del viento

Las Figs. 4.12-4.16 muestran la relación de los promedios de las velocidades del viento y sus errores estándar, medidas (m) y predichas (p) a 80 m, para cada rango de la velocidad del viento de 1 m/s a una altura de 30 m y para una longitud de rugosidad continuamente variable. Los datos se han agrupado para distintos tipos de estabilidad atmosférica, en la parte (a) neutra y en la parte (b) inestable y estable. En los años de estudio, para estratificación neutra las

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

mayores desviaciones se presentan entre 4 y 6 m/s de la velocidad del viento medido, para estratificación inestable las desviaciones son inferiores al 4% y para estratificación estable las mayores desviaciones pueden llegar puntualmente hasta el 15% para distintas velocidades del viento medido, aunque en 2015 se obtuvieron desviaciones por debajo del 8%.

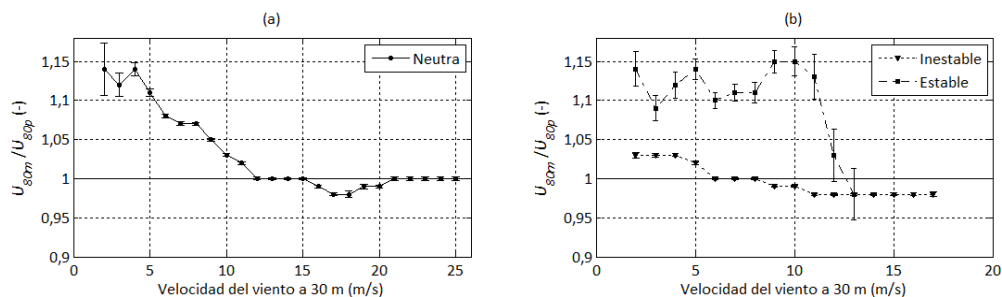


Figura 4.12. Velocidades del viento medidas y predichas en 2013.

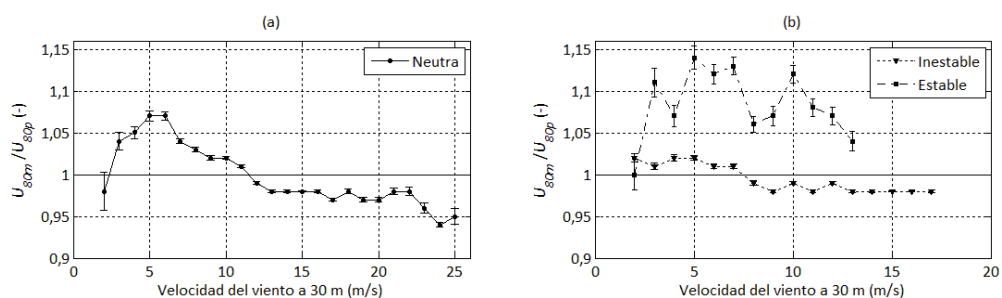


Figura 4.13. Velocidades del viento medidas y predichas en 2014.

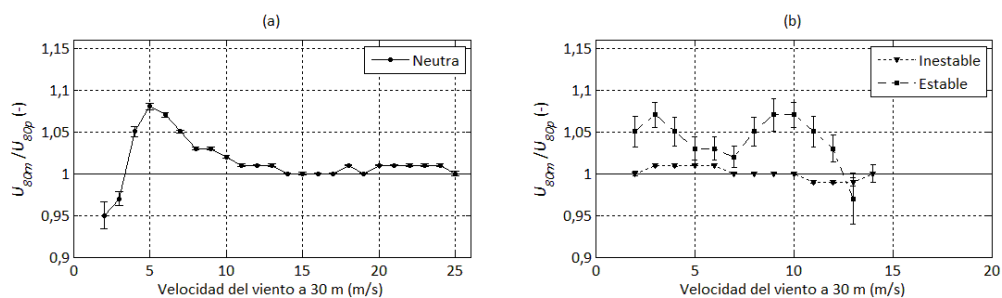


Figura 4.14. Velocidades del viento medidas y predichas en 2015.

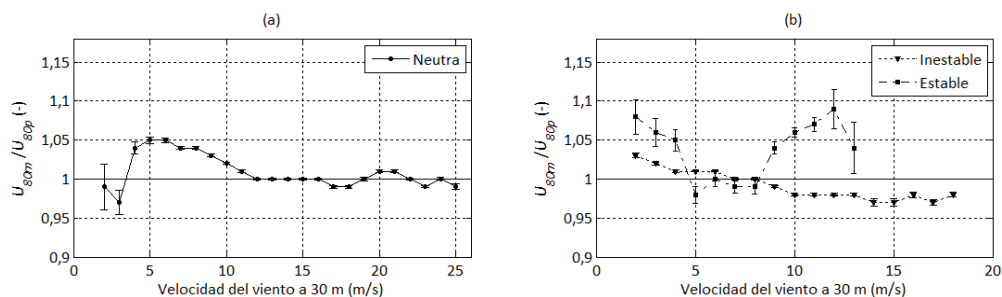


Figura 4.15. Velocidades del viento medidas y predichas en 2016.

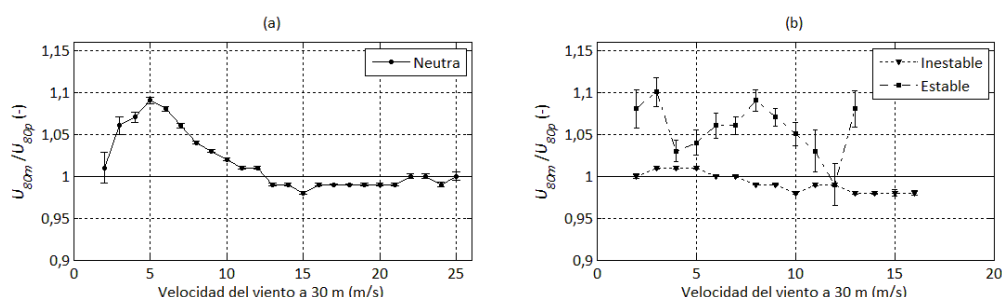


Figura 4.16. Velocidades del viento medidas y predichas en 2017.

Así pues, la ecuación de semejanza de Monin-Obukhov, Ec. (2.21), modela de forma razonable la variación de la velocidad del viento con la altura bajo condiciones de estratificación neutra, con la excepción de bajas velocidades del viento, especialmente cuando se aproxima a la situación estable, siendo este número de casos reducidos en el emplazamiento de estudio. En cambio, dicha ecuación ampliada con la función de estabilidad, Ec. (2.30), presenta desviaciones distintas según se trate de atmósfera inestable, con resultados próximos a las medidas experimentales, o estable, con desviaciones que pueden llegar a ser apreciables.

4.4.4. Producción energética

Conocidas las velocidades del viento, medidas y modeladas, a 80 m, para el cálculo de la producción energética se han seleccionado las curvas características del aerogenerador marino Vestas V90-3,0 MW, representadas en la Fig. 3.2, con el buje a 80 m sobre el nivel del mar, siendo la velocidad de arranque 4 m/s, la velocidad nominal 15 m/s y la velocidad de corte 25 m/s. Las Figs. 4.17-4.21 muestran las gráficas de los promedios de la producción energética y sus errores estándar de dicho aerogenerador, para cada rango de la velocidad del viento de 1 m/s, medido a una altura de 80 m, en el emplazamiento de la plataforma FINO 3, durante los años 2013 a 2017. En la parte (a), se representa la comparación del promedio de la energía producida, medida y predicha por el

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

modelo, bajo todas las condiciones de estratificación atmosférica (T). En la parte (b), se comparan para el caso de atmósfera neutra (N), en (c) para atmósfera inestable (I) y en (d) para atmósfera estable (E).

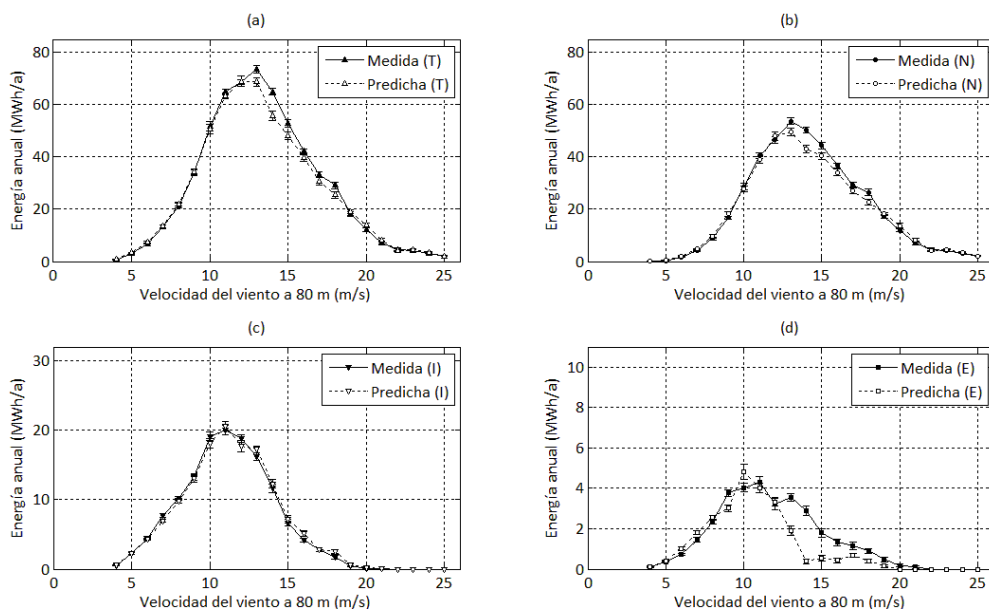


Figura 4.17. Promedio de la producción energética en 2013.

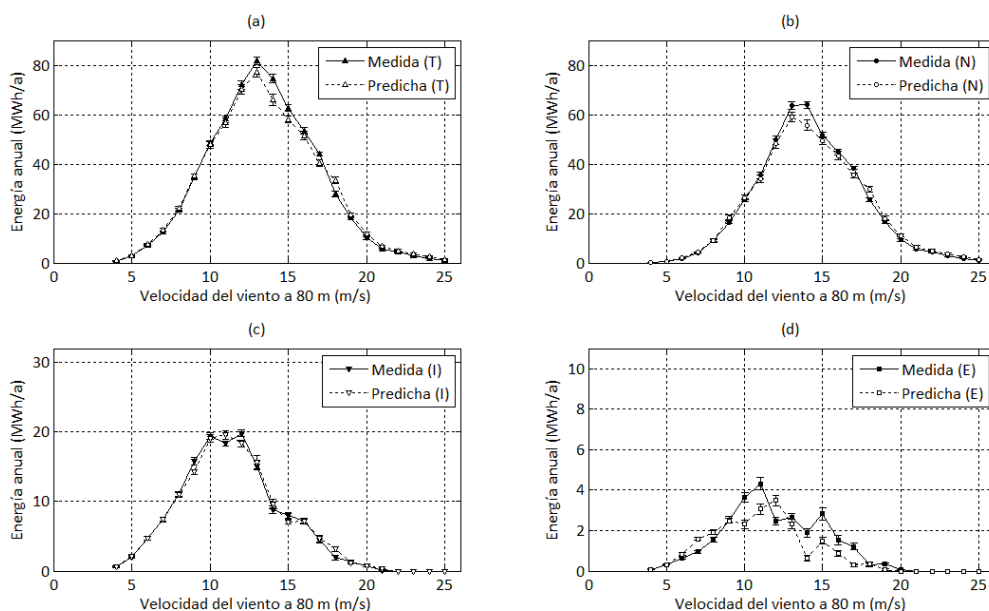


Figura 4.18. Promedio de la producción energética en 2014.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

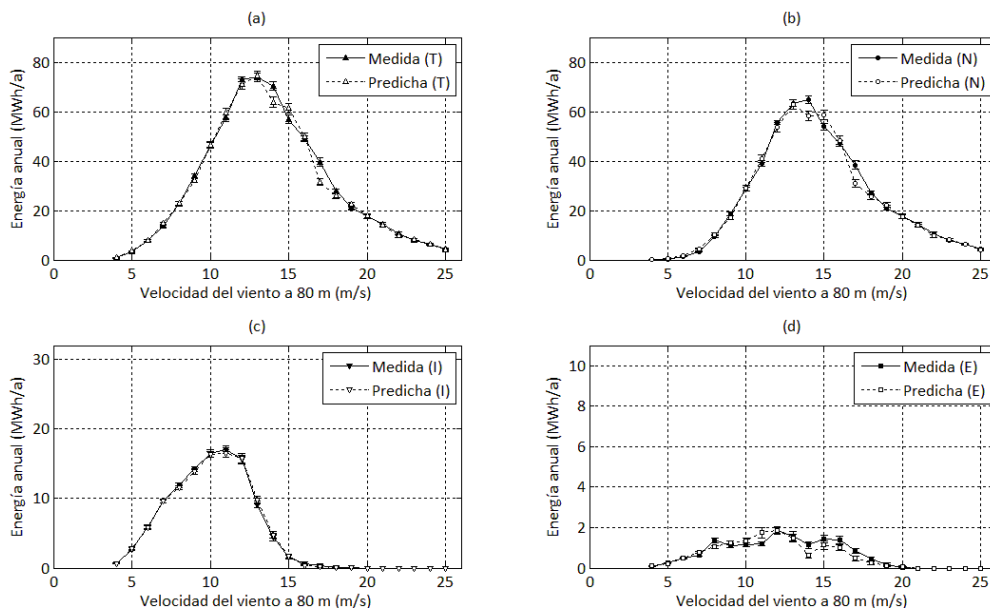


Figura 4.19. Promedio de la producción energética en 2015.

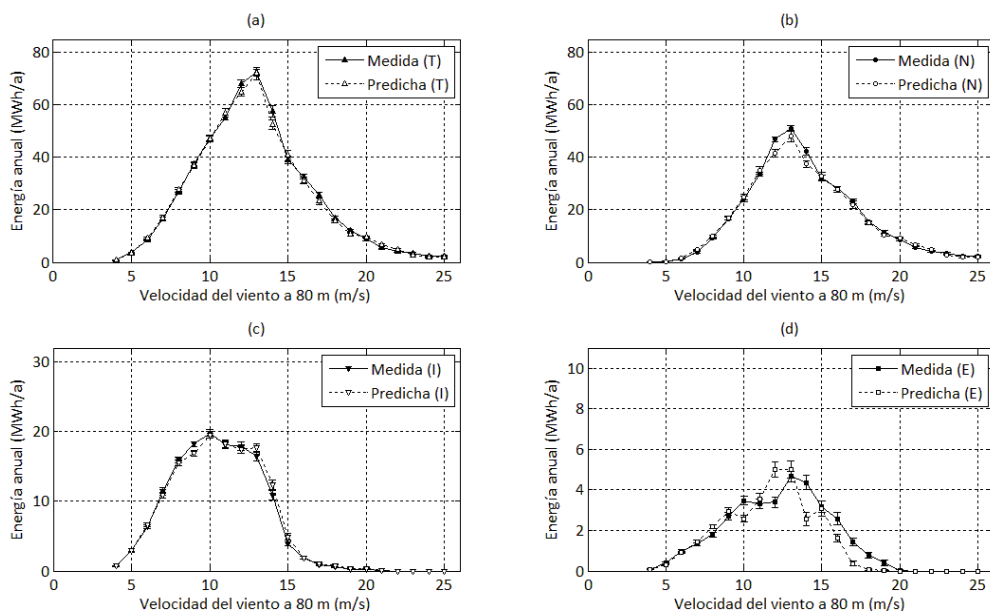


Figura 4.20. Promedio de la producción energética en 2016.

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

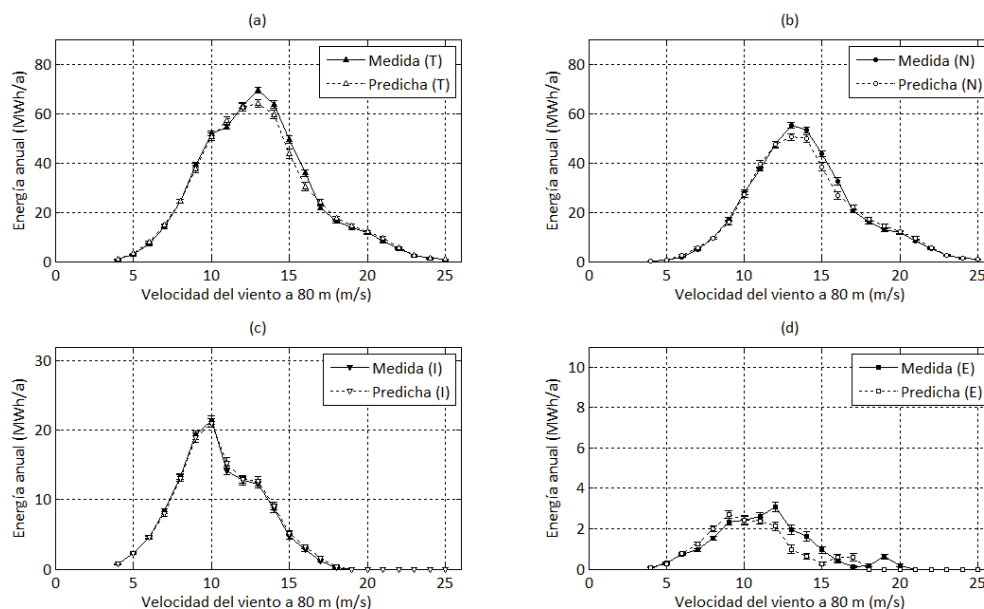


Figura 4.21. Promedio de la producción energética en 2017.

La mayor influencia de la desviación de los resultados en la producción total del aerogenerador se debe a la estratificación atmosférica neutra. En cambio, para atmósfera inestable tiende a hacer coincidir los resultados medidos y predichos, luego no tiene prácticamente efecto en las desviaciones observadas. Por el contrario, el caso de atmósfera estable requiere de un análisis más detallado, ya que presenta las mayores desviaciones de las velocidades del viento en todos los años de estudio y, a medida que aumenta su frecuencia, también aumenta su influencia relativa en la producción energética total del aerogenerador, como se observó en los años 2013 y 2016 de la Tabla 4.3, donde los casos de atmósfera estable, contabilizados en el rango de funcionamiento del aerogenerador, fueron 7,15% y 7,29%, respectivamente.

Como resumen del cálculo total de la energía, en la Tabla 4.4 se indican los parámetros de funcionamiento equivalentes, FC y HE , de dicho aerogenerador, para la velocidad del viento a la altura del buje medidas y obtenidas, para varios años, donde las desviaciones relativas no superan el 4%, siendo lo más frecuente valores por debajo del 2,5%.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla 4.4. Resumen de los parámetros de funcionamiento y desviaciones

Año	Eficacia de datos	Datos medidos		Datos predichos		Desviaciones	
		FC_m (-)	HE_m (h/a)	FC_p (-)	HE_p (h/a)	HE_m-HE_p (h/a)	$1-HE_p/HE_m$ (%)
2013	0,890	0,466	4079	0,448	3925	154	3,77
2014	0,924	0,492	4312	0,482	4224	88	2,04
2015	0,951	0,502	4398	0,493	4323	75	1,70
2016	0,903	0,416	3652	0,408	3586	66	1,80
2017	0,882	0,424	3715	0,414	3627	88	2,36

Asimismo, en la Tabla 4.5 se muestra la contribución de las condiciones de estratificación atmosférica en la producción energética total, denotadas como horas equivalentes según medidas y tipo de atmósfera, HE_{mA} , y horas equivalentes predichas y tipo de atmósfera, HE_{pA} .

Tabla 4.5. Contribución de la estabilidad atmosférica en las desviaciones

Año	Datos medidos			Datos predichos			Desviaciones					
	HE_{mA} (h/a)			HE_{pA} (h/a)			$HE_{mA}-HE_{pA}$ (h/a)			$1-HE_{pA}/HE_{mA}$ (%)		
	N	I	E	N	I	E	N	I	E	N	I	E
2013	2926	935	218	2811	943	171	115	-8	47	3,93	-0,85	21,55
2014	3152	978	182	3099	978	148	53	0	34	1,68	0,00	18,68
2015	3562	735	101	3497	732	94	65	3	7	1,82	0,40	6,93
2016	2442	978	232	2374	987	226	68	-9	6	2,78	-0,92	2,58
2017	2736	846	133	2654	860	113	82	-14	20	2,99	-1,65	15,03

4.5. Discusión del método

La importancia de las medidas de la plataforma de investigación FINO 3 estriba en la disponibilidad de datos meteorológicos a distintas cotas y datos oceanográficos, con una eficacia elevada, lo que permite comparar las velocidades del viento, medido y predicho, a la cota del buje de un aerogenerador comercial. La cota inferior de medida de los datos meteorológicos es a 30 m, distinto del estándar meteorológico de 10 m, lo cual no le resta coherencia a los resultados obtenidos, ya que la longitud de rugosidad en función de la velocidad de fricción es independiente de la altura en la capa superficial de la CLAM.

La extrapolación vertical de la velocidad del viento se ha realizado con las Ecs. (2.21) y (2.30), de la teoría de semejanza de Monin-Obukhov. La primera para condiciones neutras y la segunda para condiciones no neutras, que incluye una función empírica para los procesos de estabilidad térmica en la CLAM, así para condiciones inestables se aplicó la ecuación de Paulson y para condiciones estables la ecuación de Businger-Dyer. Asimismo, la longitud de Obukhov fue determinada tras conocer la velocidad de fricción por el método numérico de

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto.
Aplicación al cálculo de la energía

iteración del punto fijo, siendo previamente calculados la flotabilidad y el flujo cinemático de calor, a partir de los datos medidos.

La longitud de rugosidad de la superficie del mar es un parámetro característico de las Ecs. (2.21) y (2.30), de carácter variable y con valores reducidos, inferiores a 2 mm, incluso para condiciones más extremas del viento. Su influencia es reducida en la producción energética del aerogenerador, pero necesaria para el cálculo de la velocidad del viento con la altura, que incluye los cambios de la estabilidad atmosférica.

Por otro lado, la consideración en un periodo anual de una estabilidad atmosférica neutra y una rugosidad de la superficie del mar constante, no parece un enfoque conservador para el cálculo de la energía, ya que si bien la rugosidad no tiene un efecto relevante, la estabilidad atmosférica puede llegar a tener efectos importantes, como en la latitud del emplazamiento de estudio, cuyos casos de estratificación térmica se muestran en las Figs. 4.2-4.6.

De esta forma, como se indica en la Tabla 4.6, resaltado en negrita, para una rugosidad de la superficie continuamente variable, cuando la estabilidad atmosférica es inestable, si se simplifica tomándola como neutra, se obtiene más energía y al contrario si la estabilidad atmosférica es estable, si se simplifica tomándola como neutra, se obtiene menos energía, produciéndose en el cómputo total un efecto de enmascaramiento de los resultados reales.

Tabla 4.6. Comparación del número de horas equivalentes en el emplazamiento de FINO 3

Año	Datos medidos				Datos predichos				Datos predichos			
	según tipo de atmósfera				según tipo de atmósfera				tomados como Neutros			
	HE_{mA} (h/a)				HE_{pA} (h/a)				HE_{pA} (h/a)			
	N	I	E	Total	N	I	E	Total	N	I--N	E--N	Total
2013	2926	935	218	4079	2811	943	171	3925	2811	1022	140	3973
2014	3152	978	182	4312	3099	978	148	4225	3099	1058	122	4279
2015	3562	735	101	4398	3497	732	94	4323	3497	808	77	4382
2016	2442	978	232	3652	2374	987	226	3587	2374	1081	186	3641
2017	2736	846	133	3715	2654	860	113	3627	2654	941	92	3687

No obstante, cuando el emplazamiento de estudio posee una estabilidad atmosférica neutra muy elevada, como el 90%, o superior, se podría simplificar tomando una estabilidad neutra en todo el periodo anual, ya que las diferencias en el cálculo de la energía serían poco significativas.

4.6. Resultados con la ecuación potencial

De forma independiente al método propuesto, en la Tabla 4.7 se indican los parámetros de funcionamiento del aerogenerador seleccionado obtenidos con la ecuación potencial (1.1), durante los años de estudio, y su comparación con los datos medidos en la plataforma FINO 3, destacando las desviaciones producidas.

Tabla 4.7. Resumen de los parámetros de funcionamiento y desviaciones con la Ec. (1.1)

Año	Eficacia datos	Datos medidos		Datos predichos Ec.(1.1)		Desviaciones	
		FC_m (-)	HE_m (h/a)	FC_p (-)	HE_p (h/a)	HE_m-HE_p (h/a)	$1-HE_p/HE_m$ (%)
2013	0,890	0,466	4079	0,490	4296	-217	-5,32
2014	0,924	0,492	4312	0,526	4607	-295	-6,84
2015	0,951	0,502	4398	0,536	4693	-295	-6,71
2016	0,903	0,416	3652	0,453	3981	-329	-9,01
2017	0,882	0,424	3715	0,459	4023	-308	-8,29

Dichos resultados eran de esperar a tenor de las referencias citadas y de las representaciones del perfil de la velocidad del viento en la Fig. 2.23. Así, para un periodo anual, dicha ecuación, con un valor constante del exponente para condiciones marinas igual a 0,14, no contempla la variabilidad continua de la superficie del mar y, como se ha indicado, sobreestima la velocidad del viento a la altura del buje de los aerogeneradores, siendo adecuado para el estudio de sus condiciones de diseño, pero no para el estudio de la viabilidad de pp.ee.mm.

4.7. Conclusiones

El conocimiento de las interacciones que tienen lugar en la CLAM es de gran importancia para valorar de forma fiable el potencial eólico en condiciones marinas y determinar la producción energética de los aerogeneradores que se instalan en el mar. Por ello, se ha propuesto un método para extrapolar la velocidad del viento con la altura, en condiciones de mar abierto, que considera las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar, donde los datos de entrada y para la validación de los resultados se extraen de la plataforma de investigación alemana FINO 3.

El emplazamiento de FINO 3 muestra el mismo patrón de estabilidad atmosférica en los cinco años de estudio, de tal forma que se puede inferir este comportamiento a otros emplazamientos marinos, tanto para el cálculo de la energía como para el estudio de la implantación de pp.ee.mm.

Con estratificación neutra se observó que la variación de la velocidad del viento con la altura presenta una desviación razonable, siendo más acusada para velocidades bajas del viento. Por otro lado, con estratificación inestable se obtuvieron resultados muy favorables con pequeñas desviaciones y con

4. Modelado del potencial eólico en mar abierto. Aplicación al cálculo de la energía

estratificación estable se obtuvieron las mayores desviaciones. No obstante, en este ámbito, los resultados mejoraron cuando se sustituyó el valor constante y pequeño del coeficiente adimensional de transferencia principal de calor sensible por valores variables, dentro de un rango de atmósfera estable, indicados en la Tabla 4.1.

Las series diezminutales del viento predicho en altura se aplicó a un aerogenerador comercial y se obtuvo su producción eléctrica, la cual se resumió en sus parámetros de funcionamiento, que fueron comparados con la producción, según el viento medido a la altura del buje. Los resultados presentaron desviaciones del 3,77%, 2,04%, 1,70%, 1,80% y 2,36% en los años 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017, respectivamente, por lo que se consideran satisfactorios para una aplicación comercial.

A modo de resumen, en la Fig. 4.22 se compara, mediante un gráfico de barras, el parámetro *HE* de la Tabla 4.4, con los datos medidos, en azul y con el método propuesto, en rojo, el cual le confiere un carácter de validación de los resultados.

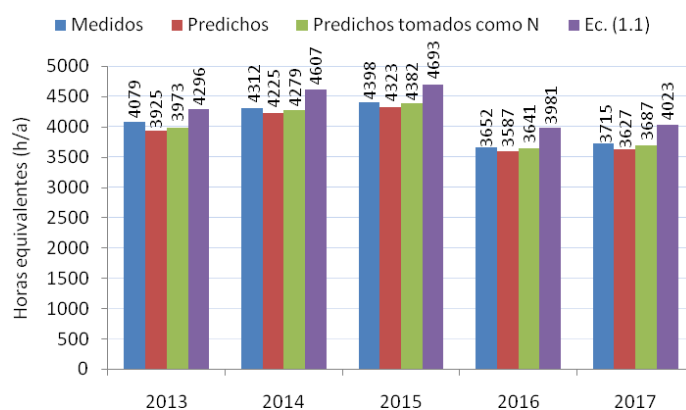


Figura 4.22. Comparación de los resultados

También de forma adicional se representan los valores de la Tabla 4.6, en verde y de la Tabla 4.7, en magenta. Aunque la gráfica de los valores predichos tomados todos como estratificación neutra, en color verde, parece que mejoran a los del método propuesto, ya se indicó que es fruto de la compensación que se produce en la suma total de los resultados.

Por todo ello, el método presentado se puede extender a la forma habitual de las mediciones para un estudio de viabilidad energética, esta es, cuando son realizadas con mástiles de medidas, donde los datos meteorológicos se obtienen a cotas muy inferiores a las del buje de un aerogenerador.

5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos

5.1. Introducción

La fase de investigación de los proyectos de pp.ee.mm. comienza con un estudio de viabilidad energética, que requiere de una campaña de medidas con los equipos meteorológicos a una cota de referencia en el sitio de implantación, siendo habitual que la determinación del potencial eólico, así como la producción energética y la evaluación de las cargas de los aerogeneradores se realicen principalmente con promedios diezminutales, aunque también, con menos frecuencia, se pueden utilizar los promedios horarios y semihorarios (Gasch y Twele 2012).

Dependiendo de las condiciones locales, la velocidad del viento puede experimentar fuertes fluctuaciones. De esta manera, en la elaboración del Atlas Eólico Europeo, Troen y Petersen (1989) determinaron que el contenido energético anual del viento en un emplazamiento puede variar en un rango de hasta el $\pm 25\%$.

En base al elevado coste de dichos proyectos de ingeniería, es necesario aumentar la fiabilidad de los resultados por lo que, aún con las dificultades inherentes a las condiciones marinas, el tiempo de medición debe ser lo suficientemente amplio.

No obstante, se puede reducir el mismo cuando una distribución estadística representa de forma adecuada la velocidad del viento de la zona de estudio. Así, uno de los supuestos utilizados en el desarrollo del método del Atlas Eólico citado fue que la distribución de las velocidades del viento se encontraba bien representada por la función de distribución de Weibull. Aunque investigaciones anteriores a dicho método ya indicaron esta relación y la experiencia general es que, los datos medidos en lugares con vientos de moderados a fuertes casi siempre, pueden ser aproximados por la función de Weibull (Petersen et al. 1997).

Aunque ampliamente utilizada, como comprobaremos, no hay evidencias que sea una distribución estadística de carácter general en el ámbito eólico, observándose, por ejemplo, desviaciones en condiciones marinas en la franja terrestre de vientos alisios. En estudios más extensos, Morgan et al. (2011) utilizando series de tiempo diezminutales de la velocidad del viento en 178 estaciones de boyas oceánicas, demostraron que la distribución de Weibull proporciona un mal ajuste a la distribución de las velocidades del viento en comparación con otros modelos estadísticos.

El objetivo que se plantea en el presente Capítulo es realizar un estudio estadístico del viento mediante la distribución de Weibull, en condiciones de mar

abierto, a partir de los datos obtenidos en la plataforma de investigación alemana FINO 3 y en boyas de la estadounidense National Data Bouy Center, en distintas latitudes del hemisferio norte, y verificar su ajuste con respecto a los histogramas de las velocidades del viento (Bahamonde y Litrán 2017). De esta forma, se podrá estudiar la importancia de las desviaciones de la producción energética de los aerogeneradores marinos en cada emplazamiento.

5.2. La distribución de Weibull

La distribución continua de probabilidad de Weibull para la variable aleatoria velocidad del viento, u , tiene una función de densidad de probabilidad que está definida por la siguiente ecuación:

$$f(u;k,c)= \begin{cases} \frac{k}{c^k} u^{k-1} e^{-(u/c)^k} & u > 0; \quad k,c > 0, \\ 0 & \text{para cualquier otro valor.} \end{cases} \quad (5.1)$$

siendo k el parámetro de forma, adimensional, que describe la forma de la curva y c el parámetro de escala, en m/s, relacionado con la velocidad del viento característico en el emplazamiento.

En la Fig. 5.1 se muestran varias gráficas de la distribución de Weibull para distintos valores de k y un valor constante de c , igual a 8 m/s, las cuales presentan distintos perfiles dependiendo del valor de k . Así, si $k < 1$, la distribución tiene forma de J traspuesta, si $k = 1$ se reduce a la distribución exponencial negativa, y si $k > 1$, presenta un pico único (Canavos 1994).

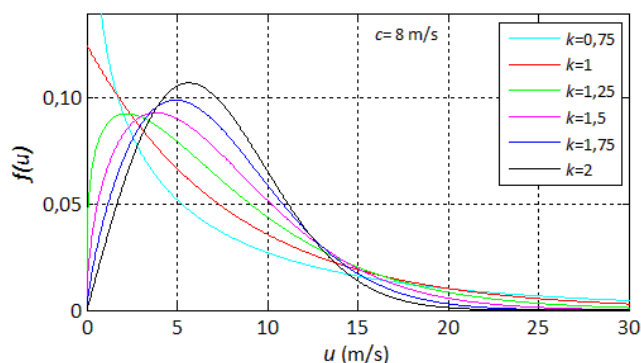


Figura 5.1. Función de densidad de Weibull para distintos valores de k .

En el contexto de la energía eólica el valor de k se encuentra entre 1 y 4, adoptando un valor característico aproximado para distintas zonas climáticas (Gasch y Tewele 2012). Así, podemos distinguir:

- Regiones árticas: $k=1$
- Regiones del centro de Europa: $k=2$
- Regiones de vientos alisios: entre $k=3$ y $k=4$

Como caso particular, cuando el parámetro de forma es igual a 2 y el parámetro de escala se reemplaza por $2^{1/2}\sigma$, la función de densidad de Weibull se reduce a:

$$f(u; \sigma^2) = \frac{u}{\sigma^2} e^{-\left(\frac{u^2}{2\sigma^2}\right)} \quad u > 0, \quad (5.2)$$

que es la función de densidad de probabilidad de Rayleigh, siendo σ^2 la varianza de la velocidad del viento. En la Fig. 5.2 se muestran las gráficas de la distribución de Rayleigh para distintos valores del factor de escala, c .

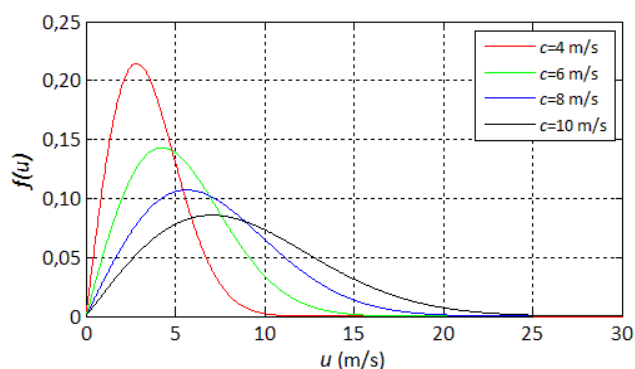


Figura 5.2. Distribución de Rayleigh para distintos valores de c .

La función de distribución acumulativa de Weibull es:

$$F(u; k, c) = \frac{k}{c^k} \int_0^u t^{k-1} e^{-\left(\frac{t}{c}\right)^k} dt, \quad (5.3)$$

que también puede obtenerse de forma cerrada mediante la evaluación directa de la integral, de la siguiente forma:

$$F(u; k, c) = \frac{k}{c^k} \left(-\frac{c^k}{k} \right) e^{-\left(\frac{t}{c}\right)^k} \Big|_0^u ;$$

$$F(u; k, c) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}, \quad u \geq 0 \quad (5.4)$$

Así pues, dicha distribución acumulativa determina la probabilidad que la variable velocidad del viento, u , sea igual o menor a un cierto valor U :

$$F(u \leq U) = 1 - e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}, \quad u \geq 0, \quad (5.5)$$

la cual se ha representado en la Fig. 5.3 (a) para distintos valores de k y un valor constante del factor de escala, igual a 8 m/s.

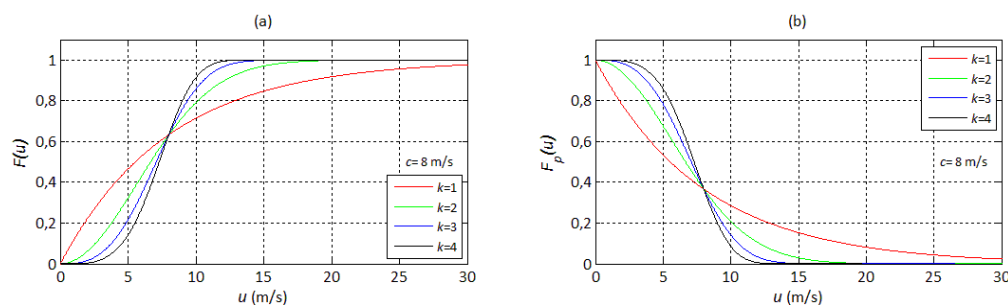


Figura 5.3. Distribuciones acumulativas de Weibull para distintos valores de k .

De la misma forma, la distribución acumulativa complementaria, $F_p(u)$, permite calcular la frecuencia acumulada de la variable velocidad del viento, u , que son mayores o iguales a un cierto valor U :

$$F_p(u \geq U) = 1 - F(u \leq U) = e^{-\left(\frac{u}{c}\right)^k}, \quad x \geq 0, \quad (5.6)$$

quedando representada en la Fig. 5.3 (b) también para distintos valores de k y un valor constante del factor de escala, igual a 8 m/s.

La probabilidad que la variable u se encuentre entre los valores u_1 y u_2 es:

$$P(u_1 \leq u \leq u_2) = \int_{u_1}^{u_2} f(u) du;$$

$$P(u_1 \leq u \leq u_2) = F(u_2) - F(u_1) = F_p(u_1) - F_p(u_2);$$

y sustituyendo la Ec. (5.6), tenemos:

$$P(u_1 \leq u \leq u_2) = e^{-\left(\frac{u_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{u_2}{c}\right)^k} \quad (5.7)$$

De la Ec. (5.4) el valor cuantil, u_q , es:

$$1 - e^{-\left(\frac{u_q}{c}\right)^k} = q;$$

$$u_q = -c [\ln(1-q)]^{1/k} = c \left[\ln\left(\frac{1}{1-q}\right) \right]^{1/k} \quad (5.8)$$

En particular, la mediana de la variable aleatoria u es:

$$u_{0,5} = \tilde{u} = c [\ln(2)]^{1/k} \quad (5.9)$$

5.3. Método de estudio

La experiencia acumulada en el uso de las bases de datos aplicadas al estudio del potencial eólico en mar abierto, en distintas latitudes del hemisferio norte, nos ha permitido seleccionar tres emplazamientos para realizar nuestro estudio. Estos son, la plataforma de investigación alemana FINO 3 correspondiente a una franja geográfica del centro de Europa y las boyas de medidas en alta mar 41041 y 51004, en una región de vientos alisios, de la National Data Bouy Center (NDBC), que gestiona la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).

En dichos emplazamientos, se toman como datos de entrada, durante varios años, la temperatura de la superficie del mar y los datos meteorológicos como la temperatura y presión ambiental, y la velocidad y dirección del viento, a 30 m en la plataforma y a 5 m en las boyas, siendo el resto de entradas las curvas de potencia y del coeficiente de potencia de un aerogenerador comercial.

La extrapolación de la velocidad del viento a la altura de 80 m, que es la cota del buje del aerogenerador Vestas V90-3,0 MW seleccionado para el cálculo de la energía, se ha obtenido con la aplicación del método desarrollado en el Cap. 4, que tiene en cuenta las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar.

A continuación, una vez determinados los parámetros k y c , se agrupan las velocidades del viento, a la altura del buje de un aerogenerador, con un ancho de clase de 1 m/s para obtener los histogramas y la curva de distribución de Weibull ajustada, observándose de forma gráfica si existe ajuste. También, de forma complementaria, se indican en el Apéndice C los cálculos realizados y las gráficas del método utilizado a los datos predichos de la velocidad del viento a 80 m.

Por último, se verifica si dicha distribución estadística es representativa, para ello se aplican las frecuencias obtenidas de las velocidades del viento a la producción energética de un aerogenerador y se cuantifican sus parámetros de funcionamiento FC y HE .

5.3.1. Determinación de los parámetros de Weibull

El cálculo de los parámetros k y c se ha realizado por ajuste de mínimos cuadrados, ya que se disponen de las medidas de las velocidades del viento en medias diezminutales. Así pues, a partir de la distribución acumulativa de Weibull, $F(u)$, expresada por la Ec. (5.5), se aplican dos veces el logaritmo neperiano y se obtiene:

$$\ln(1-F(u)) = -\left(\frac{u}{c}\right)^k;$$

$$\ln[-\ln(1-F(u))] = k \ln u - k \ln c \quad (5.10)$$

A continuación, se realiza el ajuste por mínimos cuadrados a la recta: $y = mx + n$, en donde:

$$y = \ln[-\ln(1-F(u))]; \quad x = \ln u; \quad m = k; \quad n = -k \ln c$$

Una vez calculada la recta, la pendiente, m , proporciona el valor del parámetro de forma, k . Asimismo, el valor del parámetro de escala, c , se obtiene a partir de la expresión:

$$c = e^{-\frac{n}{m}} \quad (5.11)$$

Por tanto, la recta que mejor se ajusta a los N pares de medidas $(x_1, y_1); (x_2, y_2); \dots (x_N, y_N)$ viene dada por la condición:

$$\chi^2(m, n) = \sum_{i=1}^N (mx_i + n - y_i)^2 \quad (5.12)$$

Haciendo:

$$\frac{\partial \chi^2}{\partial m} = 0;$$

$$\frac{\partial \chi^2}{\partial n} = 0;$$

Obtenemos la pendiente de la recta, m , y la ordenada de la recta en el origen, n , según las siguientes expresiones:

$$m = \frac{NS_{xy} - S_x S_y}{NS_{xx} - S_x S_x} \quad (5.13)$$

5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos

$$n = \frac{S_{xx}S_y - S_xS_{xy}}{NS_{xx} - S_x^2} \quad (5.14)$$

siendo: $S_x = \sum_{i=1}^N x_i$; $S_y = \sum_{i=1}^N y_i$; $S_{xx} = \sum_{i=1}^N x_i^2$; $S_{xy} = \sum_{i=1}^N x_i y_i$;

La estimación de la incertidumbre viene dada por:

$$\sigma_m^2 = \frac{N}{NS_{xx} - S_x^2} \frac{\chi^2(m,n)}{N-2} \quad (5.15)$$

$$\sigma_n^2 = \frac{S_{xx}}{NS_{xx} - S_x^2} \frac{\chi^2(m,n)}{N-2} \quad (5.16)$$

Asimismo, el coeficiente de correlación lineal, r , viene dado por:

$$r = \frac{NS_{xy} - S_x S_y}{\sqrt{NS_{xx} - S_x^2} \sqrt{NS_{yy} - S_y^2}} \quad (5.17)$$

siendo: $S_{yy} = \sum_{i=1}^N y_i^2$

El coeficiente de determinación, r^2 , expresa la calidad del ajuste del modelo.

5.4. Resultados en mar abierto

5.4.1. Emplazamiento de la plataforma FINO 3

Las medidas realizadas en la plataforma FINO 3, entre los años 2013 a 2015, así como la aplicación del método propuesto en el Cap. 4, nos ha permitido agrupar las frecuencias de las velocidades del viento a 80 m con un ancho de clase de 1 m/s, recogidos en la Tabla 5.1, donde también se indican los resultados de la distribución de Weibull porcentual, cuyos parámetros han sido calculados en el Apéndice C.1. Asimismo, la estabilidad atmosférica para todo el conjunto de datos de la serie diezminutal ya fue recogida en la Tabla 4.2.

Tabla 5.1. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. FINO 3

Vel. viento (m/s)	Año 2013			Año 2014			Año 2015		
	Frecuencias		Weibull $k= 2,200;$ $c= 10,903$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 2,215;$ $c= 10,897$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 2,180;$ $c= 11,318$ m/s
	n	%	%	n	%	%	n	%	%
1	255	0,55	1,14	247	0,51	1,11	254	0,51	1,10
2	944	2,03	2,57	1061	2,19	2,53	770	1,54	2,44
3	1390	2,98	4,05	1592	3,28	4,00	1669	3,35	3,81
4	2147	4,61	5,43	2253	4,64	5,40	2370	4,75	5,09
5	2779	5,96	6,61	2674	5,51	6,60	3053	6,12	6,21
6	3270	7,01	7,53	3246	6,69	7,54	3430	6,88	7,09
7	3422	7,34	8,13	3388	6,98	8,16	3770	7,56	7,69
8	3553	7,62	8,39	3552	7,32	8,43	3721	7,46	8,00
9	3778	8,10	8,32	3903	8,04	8,37	3571	7,16	8,01
10	4004	8,59	7,96	3793	7,81	8,01	3721	7,46	7,76
11	3959	8,49	7,36	3511	7,23	7,41	3642	7,30	7,28
12	3518	7,55	6,59	3554	7,32	6,63	3635	7,29	6,63
13	3104	6,66	5,72	3462	7,13	5,74	3326	6,67	5,86
14	2345	5,03	4,81	2787	5,74	4,83	2653	5,32	5,05
15	1955	4,19	3,94	2342	4,83	3,94	2501	5,01	4,23
16	1597	3,43	3,13	2066	4,26	3,12	2025	4,06	3,45
17	1255	2,69	2,41	1627	3,35	2,40	1304	2,61	2,75
18	1023	2,19	1,81	1378	2,84	1,79	1027	2,06	2,13
19	777	1,67	1,32	797	1,64	1,30	919	1,84	1,61
20	564	1,21	0,94	475	0,98	0,91	715	1,43	1,19
21	342	0,73	0,65	287	0,59	0,63	561	1,12	0,85
22	184	0,39	0,43	206	0,42	0,42	386	0,77	0,60
23	185	0,40	0,28	143	0,29	0,27	344	0,69	0,41
24	135	0,29	0,18	103	0,21	0,17	259	0,52	0,27
25	85	0,18	0,11	60	0,12	0,10	162	0,32	0,18
26	47	0,10	0,07	30	0,06	0,06	88	0,18	0,11
	46617	100	99,85	48537	100	99,86	49876	100	99,77

5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos

En las Figs. 5.4-5.6 se muestran las gráficas extraídas de dicha Tabla 5.1 para distintos años, con la indicación de las medianas, donde se observa una cierta aproximación de las curvas de distribución continua de probabilidad (W) a los histogramas (H).

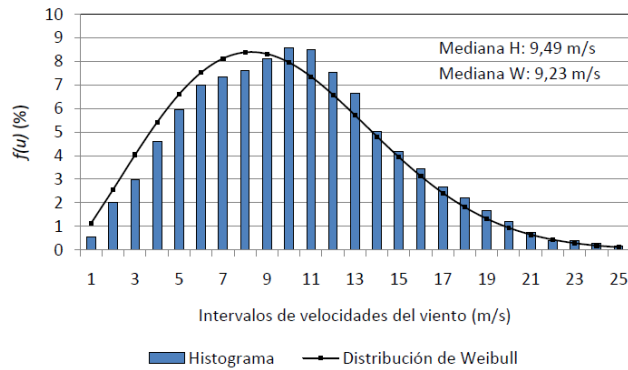


Figura 5.4. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2013.

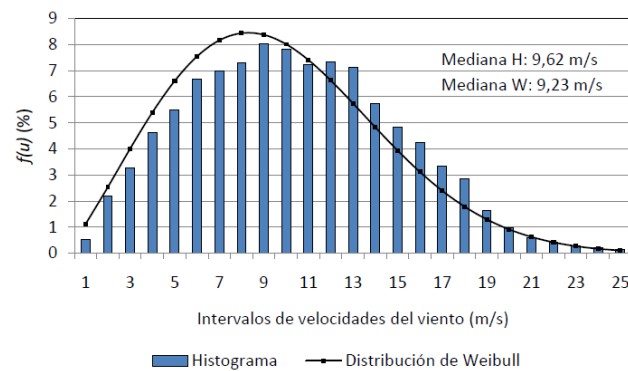


Figura 5.5. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2014.

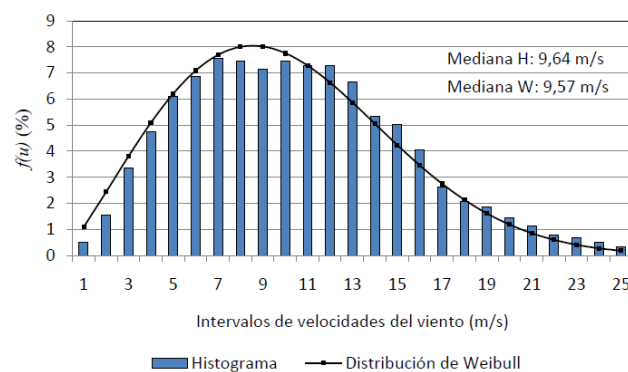


Figura 5.6. Distribución del viento a 80 m. FINO 3 en 2015.

En la Tabla 5.2 se resumen todas las variables empleadas en el método de los mínimos cuadrados, en cada año, de donde se han extraído los parámetros de la distribución de Weibull. Asimismo, los valores que toma el coeficiente de correlación lineal, r , nos permite afirmar que existe un buen ajuste de la recta de regresión a los datos predichos de la velocidad del viento a 80 m.

Tabla 5.2. Resumen de las variables del método. FINO 3

Año	m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013	2,200	0,009	-5,256	0,023	10,903	1,000	1,000
2014	2,215	0,019	-5,291	0,047	10,897	0,999	0,998
2015	2,180	0,011	-5,288	0,026	11,318	1,000	0,999

En la Fig. 5.7 (a) se muestra la comparación de las gráficas de la distribución de Weibull durante varios años en el emplazamiento de FINO 3, destacando su semejanza, e incluso su coincidencia en los años 2013 y 2014, como se desprende del cálculo, el factor de forma del sitio es próximo a 2,2. Asimismo, en la Fig. 5.7 (b) se representan las curvas de las frecuencias acumulativas complementarias de los datos obtenidos a 80m, mayor o igual que un cierto valor de la velocidad del viento, que se encuentran extendidas hasta 26 m/s.

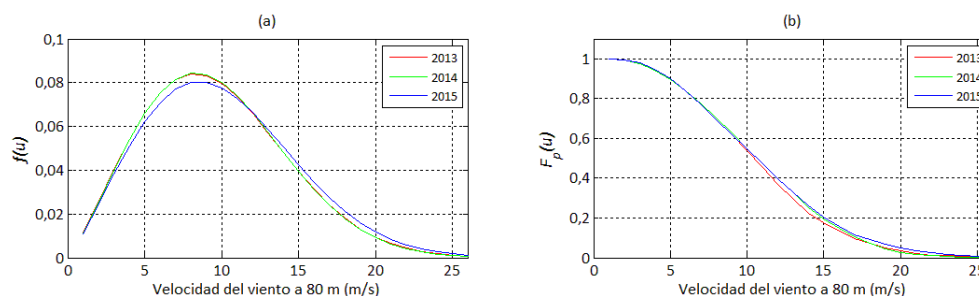


Figura 5.7. Comportamiento estadístico del viento en FINO 3.

De forma adicional, en la Tabla 5.3 se indican los parámetros de funcionamiento equivalentes FC y HE del aerogenerador seleccionado, en la plataforma FINO3, para la velocidad del viento a la altura del buje obtenidas con el método propuesto en el Cap. 4 y mediante la distribución estadística de Weibull, siendo la mayor desviación en 2014 con el 4,73%.

Tabla 5.3. Comparación de los parámetros de funcionamiento. FINO 3

Parámetros	Año 2013		Año 2014		Año 2015	
	FC	HE	FC	HE	FC	HE
Vel. viento a 80 m	(-)	(h/a)	(-)	(h/a)	(-)	(h/a)
Modelado propuesto (Cap. 4)	0,448	3925	0,482	4224	0,493	4323
Distribución de Weibull	0,441	3861	0,459	4024	0,493	4318

5.4.2. Emplazamiento de la boya NDBC 41041

A partir de los datos meteorológicos diezminutales a 5 m s.n.m. de la Estación 41041 (14°19'43" N 46°4'55" W) en alta mar, de la National Data Bouy Center (NDBC), al Este de la Isla de Martinica, entre los años 2013 a 2015, se han agrupado las frecuencias de las velocidades del viento a 80 m con un ancho de clase de 1 m/s, recogidos en la Tabla 5.4, donde también se indican los resultados de la distribución de Weibull porcentual, cuyos parámetros han sido calculados en el Apéndice C.2.

Tabla 5.4. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. NDBC 41041

Vel. viento (m/s)	Año 2013			Año 2014			Año 2015		
	Frecuencias		Weibull $k= 2,932;$ $c= 9,655$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 3,421;$ $c= 10,379$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 3,501;$ $c= 10,876$ m/s
	n	%	%	n	%	%	n	%	%
1	191	0,37	0,38	73	0,14	0,11	30	0,06	0,08
2	429	0,83	1,44	122	0,24	0,61	104	0,21	0,46
3	550	1,07	3,07	287	0,56	1,61	209	0,42	1,27
4	956	1,86	5,13	500	0,97	3,15	525	1,06	2,56
5	1873	3,64	7,36	929	1,81	5,18	904	1,82	4,32
6	3172	6,16	9,45	1601	3,12	7,50	1335	2,69	6,42
7	4200	8,16	11,05	2747	5,35	9,80	2660	5,36	8,63
8	5977	11,61	11,87	4921	9,58	11,64	5107	10,29	10,62
9	7119	13,83	11,75	8645	16,82	12,63	8376	16,88	11,97
10	6746	13,11	10,73	9462	18,41	12,49	8826	17,79	12,38
11	7898	15,35	9,02	10110	19,67	11,20	9827	19,8	11,70
12	5946	11,55	6,97	6362	12,38	9,06	6212	12,52	10,04
13	3867	7,51	4,93	3453	6,72	6,55	3538	7,13	7,77
14	1442	2,80	3,19	1300	2,53	4,20	1250	2,52	5,38
15	711	1,38	1,87	626	1,22	2,37	470	0,95	3,30
16	241	0,47	0,99	170	0,33	1,16	139	0,28	1,78
17	104	0,20	0,47	51	0,10	0,49	44	0,09	0,83
18	24	0,05	0,2	11	0,02	0,17	17	0,03	0,33
19	12	0,02	0,08	10	0,02	0,05	10	0,02	0,11
20	5	0,01	0,03	4	0,01	0,01	16	0,03	0,03
	51463	100	99,99	51385	99,99	100	49599	99,95	99,99

El emplazamiento de la boya se encuentra en una franja de vientos alisios del océano Atlántico, donde las velocidades del viento predicho en altura en pocas ocasiones superan los 20 m/s. No obstante, aún sin vientos extremos las mayores frecuencias se encuentran entre 8 y 12 m/s lo que hace que el aerogenerador seleccionado tenga una buena producción.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

En las Figs. 5.8-5.10 se representan las gráficas con los datos de la Tabla 5.4 para distintos años, con la indicación de las medianas, donde se observa que la distribución continua de probabilidad no se ajusta a los histogramas de las velocidades del viento.

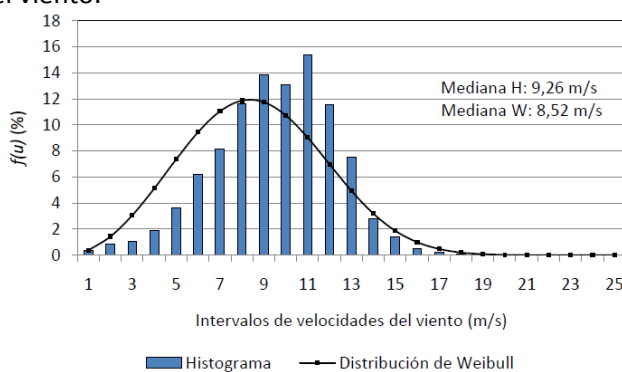


Figura 5.8. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2013.

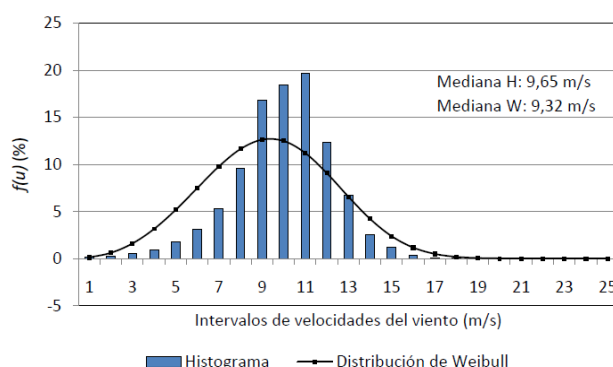


Figura 5.9. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2014.

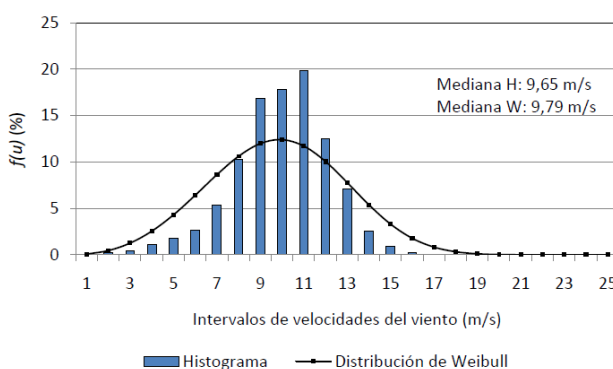


Figura 5.10. Distribución del viento a 80 m. NDBC 41041 en 2015.

5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos

En la Tabla 5.5 se resumen todas las variables indicadas en el método de los mínimos cuadrados, en cada año, de donde se han extraído los parámetros de la distribución de Weibull. Asimismo, los valores que toma el coeficiente de correlación lineal, r , nos permite afirmar que no existe un buen ajuste de la recta de regresión a los datos predichos de la velocidad del viento a 80 m.

Tabla 5.5. Resumen de las variables del método. NDBC 41041

Año	m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013	2,932	0,125	-6,648	0,277	9,655	0,985	0,970
2014	3,421	0,149	-8,004	0,343	10,379	0,982	0,965
2015	3,501	0,113	-8,355	0,275	10,876	0,989	0,977

En la Fig. 5.11 (a) se muestra la comparación de las gráficas de la distribución de Weibull durante varios años en el emplazamiento de la boya NDBC 41041, destacando una cierta semejanza, pero no coincidencia en los años de estudio y, como se desprende del cálculo, el factor de forma del sitio se encuentra entre 3 y 3,5, propia de una región de vientos alisios. Asimismo, en la Fig. 5.11 (b) se representan las curvas de las frecuencias acumulativas complementarias de los datos obtenidos a 80 m, mayor o igual que un cierto valor de la velocidad del viento, que se encuentran extendidas hasta 20 m/s y presentan una mayor pendiente en la parte central.

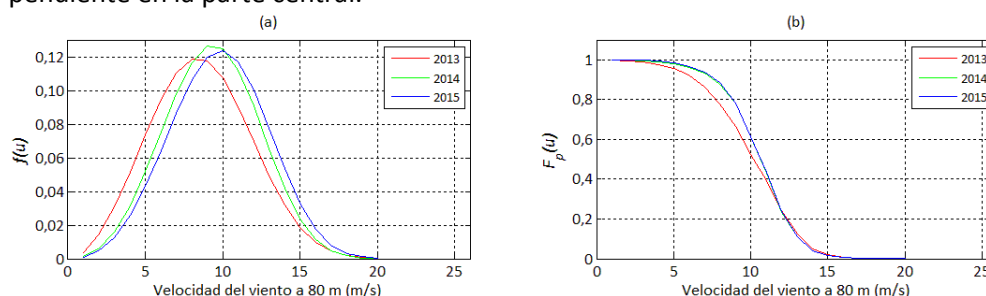


Figura 5.11. Comportamiento estadístico del viento en NDBC 41041.

La determinación de la estabilidad atmosférica, cuyo resumen se indica en la Tabla 5.6, se obtuvo mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , expresado por la Ec. (2.36), con datos horarios al no estar disponibles datos diezminutales para este cálculo, obteniéndose una estratificación térmica, en torno a una estrecha franja entre -0,02 y 0,02, mayoritariamente cuasi-neutra.

Tabla 5.6. Resumen de la estabilidad atmosférica. NDBC 41041

Año	Eficacia de datos	Cuasi-Neutra (N)		Inestable (I)		Estable (E)		Total No.
		No.	%	No.	%	No.	%	
2013	0,979	8274	96,44	305	3,56	0	0,00	8579
2014	0,979	8418	98,16	158	1,84	0	0,00	8576
2015	0,945	8147	98,44	129	1,56	0	0,00	8276

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Así pues, el hecho de que, en todo el periodo anual, la mayor parte de la estratificación atmosférica en la capa superficial manifieste una condición cuasi-neutra nos permite adoptar la simplificación comentada en la determinación de la velocidad del viento con la altura, tomándola como neutra en todo el periodo, sin cometer un error excesivo, por aplicación de la Ec. (2.21).

De forma complementaria, en la Tabla 5.7 se indican los parámetros de funcionamiento equivalentes *FC* y *HE* del aerogenerador seleccionado, en la boya NDBC 41041, para la velocidad del viento a la altura del buje obtenidas con el método propuesto en el Cap. 4 y mediante la distribución estadística de Weibull, siendo las mayores desviaciones en 2013 y 2015 en torno al 4,83 y -5,38%, respectivamente.

Tabla 5.7. Comparación de los parámetros de funcionamiento. NDBC 41041

Parámetros	Año 2013 Eficacia: 97,9%		Año 2014 Eficacia: 97,8%		Año 2015 Eficacia: 94,4%	
	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)
Vel. viento a 80 m						
Modelado propuesto (Cap. 4)	0,435	3811	0,489	4281	0,484	4236
Distribución de Weibull	0,414	3627	0,483	4231	0,510	4464

5.4.3. Emplazamiento de la boya NDBC 51004

A partir de los datos meteorológicos diezminutales a 5 m s.n.m. de la Estación 51004 (17°36'6" N 152°23'42" W) en alta mar, de la National Data Bouy Center (NDBC), al Sureste de Hawaii, entre los años 2013 a 2015, se han agrupado las frecuencias de las velocidades del viento a 80 m con un ancho de clase de 1 m/s, recogidos en la Tabla 5.8, donde también se indican los resultados de la distribución de Weibull porcentual, cuyos parámetros han sido calculados en el Apéndice C.3.

Tabla 5.8. Distribución de la velocidad del viento a 80 m. NDBC 51004

Vel. viento (m/s)	Año 2013			Año 2014			Año 2015		
	Frecuencias		Weibull $k= 2,956;$ $c= 9,969$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 2,863;$ $c= 9,149$ m/s	Frecuencias		Weibull $k= 2,816;$ $c= 10,272$ m/s
	n	%	%	n	%	%	n	%	%
1	203	0,39	0,33	174	0,41	0,51	130	0,25	0,40
2	355	0,68	1,27	442	1,04	1,82	428	0,82	1,39
3	453	0,87	2,75	819	1,93	3,76	921	1,76	2,84
4	839	1,60	4,65	1376	3,25	6,10	1168	2,23	4,61
5	1612	3,08	6,75	1836	4,33	8,50	1667	3,18	6,50
6	2472	4,72	8,79	2646	6,24	10,58	2723	5,20	8,29
7	3635	6,94	10,45	3698	8,73	11,94	3978	7,60	9,73
8	4864	9,29	11,44	4795	11,31	12,33	5933	11,33	10,62
9	7368	14,07	11,59	6280	14,82	11,69	7095	13,55	10,82
10	7929	15,14	10,87	6050	14,28	10,17	6610	12,62	10,33
11	8902	17,00	9,43	5924	13,98	8,10	7605	14,52	9,23
12	6196	11,83	7,55	3355	7,92	5,90	5399	10,31	7,72
13	4093	7,82	5,57	2539	5,99	3,91	4280	8,17	6,04
14	1963	3,75	3,76	1494	3,53	2,35	2366	4,52	4,40
15	1037	1,98	2,32	725	1,71	1,28	1261	2,41	2,99
16	305	0,58	1,30	184	0,43	0,63	359	0,69	1,88
17	114	0,22	0,66	37	0,09	0,27	157	0,30	1,10
18	24	0,05	0,30	2	0,00	0,11	96	0,18	0,59
19	2	0,00	0,13	3	0,01	0,04	51	0,10	0,29
20	0	0,00	0,05	1	0,00	0,01	46	0,09	0,13
21							42	0,08	0,06
22							32	0,06	0,02
23							15	0,03	0,01
	52366	100	99,98	42380	100	99,99	52362	100	99,99

El emplazamiento de la boya es una zona de vientos alisios del océano Pacífico, donde las velocidades del viento predicho en altura en pocas ocasiones superan los 23 m/s, teniendo las mayores frecuencias entre 8 y 12 m/s.

En las Figs. 5.12-5.14 se representan las gráficas con los datos de la Tabla 5.8 para distintos años, con la indicación de las medianas, donde se observa que la distribución continua de probabilidad no se ajusta a los histogramas de las velocidades del viento.

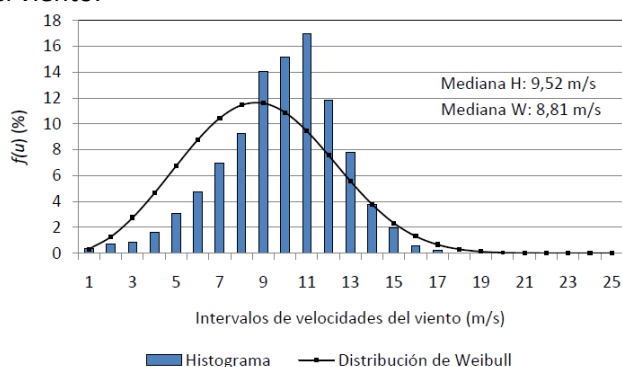


Figura 5.12. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2013.

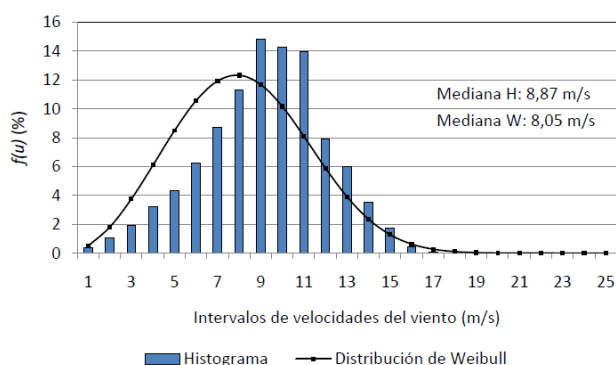


Figura 5.13. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2014.

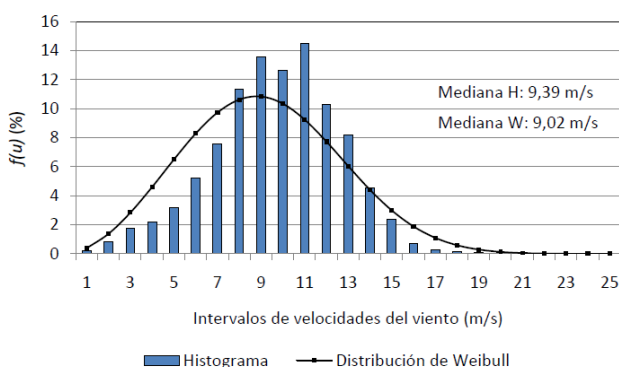


Figura 5.14. Distribución del viento a 80 m. NDBC 51004 en 2015.

5. Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos

En la Tabla 5.9 se resumen todas las variables indicadas en el método de los mínimos cuadrados, en cada año, de donde se han extraído los parámetros de la distribución de Weibull. Aquí también, los valores que toma el coeficiente de correlación lineal, r , nos permite afirmar que no existe un buen ajuste de la recta de regresión a los datos predichos de la velocidad del viento a 80 m.

Tabla 5.9. Resumen de las variables del método. NDBC 51004

Año	m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013	2,956	0,161	-6,796	0,349	9,969	0,977	0,955
2014	2,863	0,105	-6,337	0,232	9,149	0,989	0,978
2015	2,816	0,063	-6,559	0,154	10,272	0,994	0,989

En la Fig. 5.15 (a) se muestra la comparación de las gráficas de la distribución de Weibull durante varios años en el emplazamiento de la boya NDBC 51004, destacando que no existe coincidencia en los años de estudio y, como se desprende del cálculo, el factor de forma del sitio se encuentra entre 2,8 y 2,9. Asimismo, en la Fig. 5.15 (b) se representan las curvas de las frecuencias acumulativas complementarias de los datos obtenidos a 80 m, mayor o igual que un cierto valor de la velocidad del viento, que se encuentran extendidas hasta 20 m/s y también presentan una mayor pendiente en la parte central.

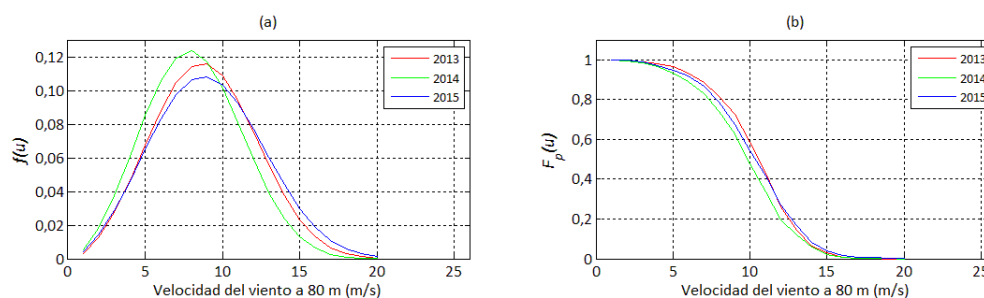


Figura 5.15. Comportamiento estadístico del viento en NDBC 51004.

La determinación de la estabilidad atmosférica, cuyo resumen se indica en la Tabla 5.10, se obtuvo mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , expresado por la Ec. (2.36), con datos horarios al no estar disponibles datos diezminutales para este cálculo, obteniéndose una estratificación térmica, en torno a una estrecha franja entre -0,02 y 0,02, mayoritariamente cuasi-neutra.

Tabla 5.10. Resumen de la estabilidad atmosférica. NDBC 51004

Año	Eficacia de datos	Cuasi-Neutra (N)		Inestable (I)		Estable (E)		Total No.
		No.	%	No.	%	No.	%	
2013	0,998	8458	96,73	286	3,27	0	0,00	8744
2014	0,812	6733	94,66	377	5,30	3	0,04	7113
2015	0,996	8333	95,47	394	4,51	1	0,01	8728

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Así pues, el hecho de que, en todo el periodo anual, la mayor parte de la estratificación atmosférica en la capa superficial manifieste una condición cuasi-neutra nos permite adoptar la simplificación comentada en la determinación de la velocidad del viento con la altura, tomándola como neutra en todo el periodo, sin cometer un error excesivo, por aplicación de la Ec. (2.21).

De forma complementaria, en la Tabla 5.11 se indican los parámetros de funcionamiento equivalentes *FC* y *HE* del aerogenerador seleccionado, en la boya NDBC 51004, para la velocidad del viento a la altura del buje obtenidas con el método propuesto en el Cap. 4 y mediante la distribución estadística de Weibull, siendo las mayores desviaciones en 2013 y 2014 en torno al 6,43 y 12,75%, respectivamente.

Tabla 5.11. Comparación de los parámetros de funcionamiento. NDBC 51004

Parámetros	Año 2013 Eficacia: 99,6%		Año 2014 Eficacia: 80,6%		Año 2015 Eficacia: 99,6%	
	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)	<i>FC</i> (-)	<i>HE</i> (h/a)
Vel. viento a 80 m						
Modelado propuesto (Cap. 4)	0,479	4199	0,349	3060	0,450	3943
Distribución de Weibull	0,449	3929	0,305	2670	0,471	4127

5.5. Conclusiones y discusión

En el ámbito de la energía eólica la distribución de Weibull se utiliza frecuentemente para describir la velocidad del viento, tanto en emplazamientos terrestres como marinos. Por esta razón, se ha presentado un estudio estadístico del viento basado en dicha distribución para verificar si es representativa en determinados emplazamientos marinos. En caso afirmativo, se reduciría la campaña de mediciones en alta mar para una extensa área geográfica antes de las implantaciones de pp.ee.mm. En caso negativo, habría que buscar otras funciones estadísticas que se ajustarán a la distribución de la velocidad del viento, o bien hacer una campaña completa de mediciones, todo ello para asegurar que el estudio de viabilidad energética se ciñe a la realidad.

Los datos disponibles en los emplazamientos del estudio nos han permitido determinar los parámetros de Weibull, k y c , mediante el método de mínimos cuadrados, ya que, además, proporciona una alternativa robusta y computacionalmente eficiente a las técnicas actualmente en uso (Carta y Ramírez 2007).

En el emplazamiento de FINO 3 la recta de regresión se ajusta a los datos clasificados para el método, correspondientes a las velocidades del viento predicho a 80 m. No obstante, las curvas de la distribución de Weibull no se ajustan completamente a los histogramas, como se aprecia en las Figs. 5.4-5.6, especialmente para velocidades superiores a 10 m/s. Este hecho determina que, aún con un factor de forma constante próximo a 2,2, los parámetros de funcionamiento del aerogenerador seleccionado puedan tener, como se ha comprobado, variaciones, debido a que el área bajo la curva excluyen valores de la velocidades del viento superiores a 10 m/s e incluyen otros que se encuentran por debajo de dicho valor.

En los emplazamientos de las boyas NDBC 41041 y NDBC 51004, en el desarrollo del método de los mínimos cuadrados, en ningún caso la recta de regresión se ajusta a los datos modelados, teniendo el factor de forma un valor propio de una zona de vientos alisios, variable en el primer sitio entre 3 y 3,5, con menos variación, entre 2,8 y 2,9 en el segundo emplazamiento. Además, hay que destacar que las curvas de la distribución de Weibull en ningún caso se ajustan a los histogramas, como se puede observar en las Figs. 5.8-5.10 y 5.12-5.14, esto hace que los parámetros de funcionamiento del aerogenerador de nuestro estudio tengan variaciones apreciables, siendo cualquier aproximación casual.

Aunque habría que hacer un estudio más general, en la línea del realizado por Morgan et al. (2011), hemos comprobado que la distribución de Weibull tiene un comportamiento distinto según la latitud del hemisferio norte considerada, así

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción
energética en la implantación de parques eólicos marinos

en la región de vientos alisios no parece ser representativa como lo demuestran los resultados en los emplazamientos de las boyas NDBC 41041 y NDBC 51004.

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

6.1. Introducción

La saturación de implantaciones eólicas terrestres, las condiciones favorables de la plataforma continental para la tecnología actual, la experiencia adquirida en instalaciones gasísticas y petroleras en mar abierto y la política favorable de los gobiernos, ha hecho posible la transición de algunos países a las implantaciones eólicas marinas que, en la actualidad, se concentran, de forma mayoritaria, en el Mar del Norte y en el Mar Báltico. De tal manera, que la energía eólica marina, aún con costes más elevados que la terrestre, posee un gran potencial de desarrollo a nivel mundial.

El estudio de los pp.ee.mm. implica una serie de condicionantes que no están presentes en las instalaciones en tierra. De esta manera, si bien los vientos son, en general, más constantes y las turbulencias más reducidas, existen un número importante de desafíos técnicos a considerar, que se encuentran relacionados con las fuerzas actuantes en condiciones marinas (IEC 2009), tales como: la socavación del fondo debido a las corrientes, las cargas sobre la estructura de sustentación debida a las mareas y al oleaje, las cargas ambientales en situaciones de tormentas, etc.

Asimismo, los pp.ee.mm. pueden ser descritos por características tales como: la potencia nominal, el número y potencia de los aerogeneradores, la profundidad del lecho marino, la distancia a la costa y el tipo de estructura de sustentación. En relación a la potencia nominal, pueden ser clasificados como: demostración y comercial, en el primero son implantaciones, en general, de pequeña potencia, en donde se pretende adquirir la experiencia suficiente para abordar proyectos más complejos y, en el segundo caso, se basa en implantaciones que tienen como objetivo la explotación comercial.

Kaiser y Snyder (2012) hacen una clasificación más extensa, según la potencia instalada, de la forma siguiente:

- Demostración: < 20 MW.
- Precomercial: desde 20 a 100 MW.
- Comercial pequeño: desde 100 a 250 MW.
- Comercial completo: desde 250 a 750 MW.
- Comercial grande: > 750 MW.

Como referencia, en la Fig. 6.1 se indica la distribución porcentual según el rango de potencia instalada en los pp.ee.mm. en funcionamiento hasta final de 2015 (4C Offshore 2016), donde el 31,2% corresponden a implantaciones con una potencia inferior a 20 MW y el 68,8% restante poseen una potencia igual o

superior a 20 MW, lo que requiere un estudio más exhaustivo de la menor distancia entre aerogeneradores y de las alineaciones entre ellos de tal forma que reduzcan el efecto de las estelas producidas por sus rotores.

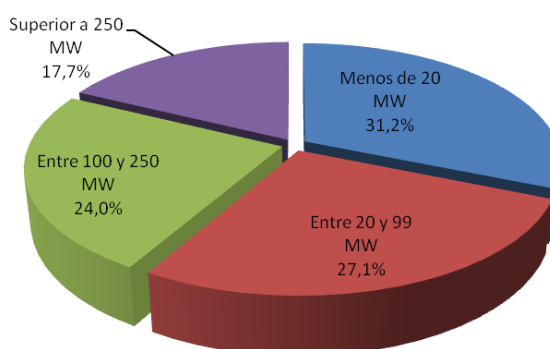


Figura 6.1. Distribución de la potencia en pp.ee.mm. en funcionamiento.

En relación a la eficiencia, un parque eólico no produce el total de la energía que producirían los aerogeneradores aislados en condiciones favorables del viento (Manwell et al. 2009). Las pérdidas del parque son función de:

- El espaciamiento entre aerogeneradores.
- El número y distribución de los aerogeneradores.
- El tamaño del parque eólico.
- Las características de operación del aerogenerador.
- La estratificación atmosférica y la intensidad de turbulencia.
- La frecuencia de distribución de la dirección del viento.

En los pp.ee.mm. el diseño de las agrupaciones de aerogeneradores se utiliza para maximizar el número de aerogeneradores en un área determinada, minimizar el efecto de estela del parque y reducir el impacto visual. Siendo las huellas medioambientales más pequeñas que otras instalaciones de producción de energía, pero hay que hacer notar que sus efectos se extienden sobre una amplia zona geográfica, con una amplia zona de influencia (Bishop y Miller 2007).

En este sentido, Esteban (2009) plantea una metodología para la implantación de pp.ee.mm. siguiendo una línea de gestión integral, donde se consideran los aspectos técnicos, de rentabilidad económica, gestión de la instalación y su compatibilidad con el medio ambiente.

En relación a los aspectos técnicos, el efecto de interferencia entre los aerogeneradores puede llegar a ser importante, ya que poseen potencias

crecientes y, consiguientemente, grandes rotores que captan la energía del viento. En los pp.ee.mm. la potencia unitaria de los aerogeneradores se encuentra actualmente desde 2 hasta 8 MW, y el diámetro de los rotores supera los 80 m, con las excepciones de los proyectos iniciales.

6.2. Revisión bibliográfica

Dentro de la extensa bibliografía existente en relación a las estelas y a la optimización de parques eólicos, se completan algunas citas sobre las comentadas en los apartados.

Crespo, Hernández y Frandsen (1999) proporcionan una visión general y un análisis de los diferentes modelos de estela que se pueden utilizar como herramientas de predicción y diseño, tanto de los aerogeneradores como de los parques eólicos.

Frandsen et al. (2004) realizan un estudio sobre la distancia necesaria entre pp.ee.mm. para que no influyan en su producción. Las predicciones hechas para distancias de recuperación del viento oscilan entre 2 y 14 km, que podrían ser utilizados para estimar la colocación óptima de parques eólicos próximos. El modelo utilizado maneja una matriz de geometría regular con filas rectas de aerogeneradores y el espaciamiento equidistante entre los mismos.

Jensen et al. (2004) presentan un estudio sobre el parque eólico marino Horns Rev 1, el cual presenta un diseño y una ubicación excelentes para los estudios generales de estelas. Su estudio es muy interesante por las siguientes razones: a) tiene una forma muy regular y se adapta perfectamente para los estudios generales de optimización, b) es bastante grande, lo que permite estudios completos de estelas y c) se encuentra expuesto vientos de todas las procedencias.

Méchali et al. (2006) realizan un estudio de los efectos de las estelas del parque eólico Horns Rev 1 enfocado a la producción energética. El objetivo fue describir la magnitud de dichos efectos y dar una indicación de la importancia de la dirección del viento.

Kusiak y Song (2010) presentan un modelo para maximizar la captura de la energía eólica basado en algoritmos genéticos, de tal forma que la posición de los aerogeneradores se basan en la distribución del viento. También consideran la pérdida de estela, que se puede calcular sobre la base de ubicaciones de los aerogeneradores y la dirección del viento. El modelo presentado se basa en escenarios de vientos idealizados y en la implantación de un reducido número de aerogeneradores.

Samorani (2013) evalúa el problema de la optimización de la implantación de parques eólicos mediante algoritmos genéticos. Indica que los estudios principales que se han llevado a cabo hasta la fecha son un buen punto de partida para nuevas investigaciones sobre métodos de la solución más eficaz, pero no puede considerarse satisfactoria por varias razones. En primer lugar, ninguno de los métodos de solución propuestos es capaz de evaluar la calidad de la solución encontrada. En segundo lugar, indica que los algoritmos propuestos en los trabajos estudiados encuentran una buena solución posible, pero ninguno de ellos puede indicar a qué distancia está del óptimo.

6.3. Implantaciones de parques eólicos marinos

En la actualidad el coste normalizado de la energía eólica marina dista mucho del coste de la eólica terrestre, así una predicción de Ernst & Young (2015) la sitúa a final de 2018 en 120 €/MWh. No obstante, es un hecho que los costes de instalación, de operación y mantenimiento se están reduciendo, siendo uno de los factores que influyen en ello la potencia creciente de dichas plantas, como se observa en los últimos parques eólicos en funcionamiento y en los de nueva construcción.

Los diseños de las implantaciones de los pp.ee.mm. existentes son muy variados y dependen del potencial eólico, del área disponible, de la profundidad del lecho marino y de la distancia a la costa. Bajo estas consideraciones la configuración cambiará, aunque es habitual una red poligonal de su contorno con una matriz de espaciamiento mínima entre seis y siete diámetros de rotor, como las indicadas en la Fig. 6.2 en los parques eólicos Horns Rev 1 (a) y Nysted 1 (b), con potencias de 160 y 165,6 MW, respectivamente.

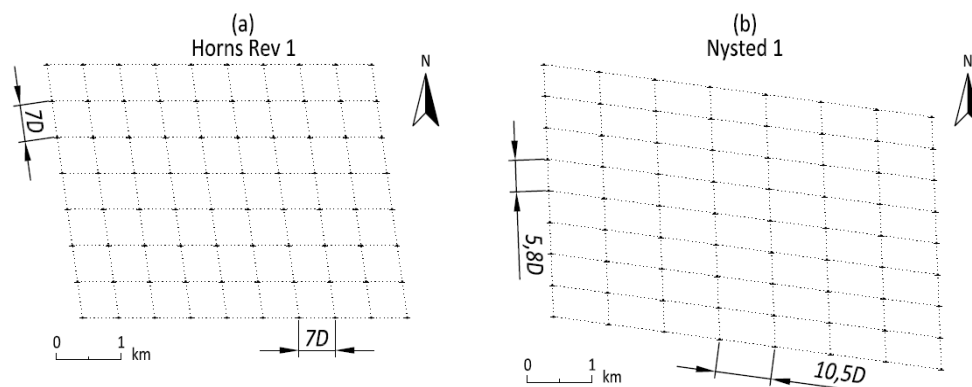


Figura 6.2. Configuraciones geométricas de pp.ee.mm.

El parque eólico marino danés Horns Rev 1 (Vattenfall), tiene un área rómbica y está formado por 80 aerogeneradores Vestas V80-2,0 MW, que ocupan

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

una matriz de espaciado de siete diámetros de rotor ($7D$), lo que supone una distancia de 560 m entre ellos, el lado mayor del polígono es de unos 5 km y el lado menor de 4 km. En situación noreste, con respecto al parque, se encuentra la subestación transformadora marina, que recibe 5 líneas eléctricas que agrupan 16 aerogeneradores cada una.

Asimismo, el parque eólico marino danés Nysted 1 (DONG Energy), también tiene una configuración rómbica formada por 72 aerogeneradores Siemens de 2,3 MW y 82,4 m de diámetro de rotor, con una subestación transformadora en el mar, donde se agrupan 8 líneas de 9 aerogeneradores, mediante cable submarino y de este al centro de transformación en tierra.

Otros pp.ee.mm. tienen implantaciones distintas de una matriz poligonal como los parques Anholt, Greater Gabbard y London Array, con potencias de 399,6 MW, 504 MW y 630 MW, respectivamente.

Como ejemplo de una implantación distinta de la forma poligonal, en la Fig. 6.3 se muestra la localización y una imagen parcial del parque eólico marino danés Anholt, formado por 111 aerogeneradores Siemens SWT-3,6-120 MW, con una longitud aproximada de 20 km y una anchura de entre 4 y 12 km.

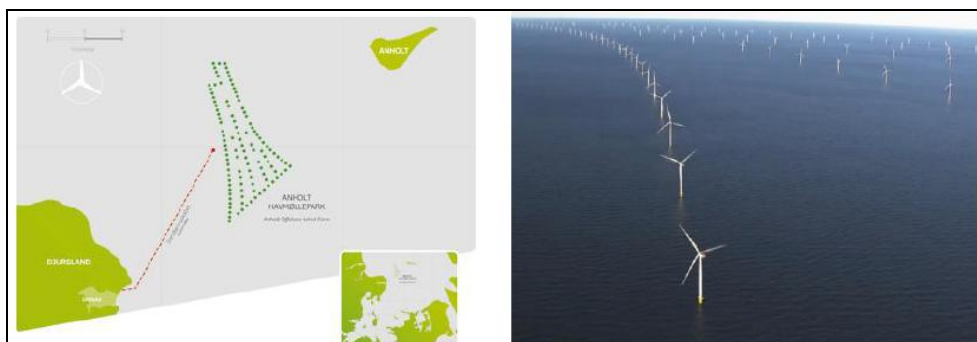


Figura 6.3. Localización e imagen del parque eólico marino Anholt.
(DONG Energy 2013)

Un nuevo fenómeno que empieza a producirse en zonas del Mar del Norte es la concentración de grandes pp.ee.mm., lo que influirá en la producción energética de los mismos, debido a que la velocidad del viento, en una dirección, ya viene modificada al atravesar un parque eólico. En este sentido, hay que considerar que el recurso eólico no se regenera una vez que ha decaído en este proceso.

Como ejemplo de esta nueva situación, en la costa oeste de Dinamarca se encuentran los parques eólicos Horns Rev 1 de 160 MW, Horns Rev 2 de 210 MW y Horns Rev 3 de 406,7 MW, en construcción, donde se prevé que haya interacciones entre ellos, con una reducción sobre su producción original.

6.4. Modelo de Turbulencia Normal

En la actualidad, las clases de aerogeneradores se definen en función de los parámetros de la velocidad del viento y de la turbulencia. En general, en emplazamientos con intensidades de turbulencia superiores al 30% no es recomendable instalar aerogeneradores.

En la Tabla 6.1 se especifican, a la altura del buje, los parámetros básicos que definen las clases de aerogeneradores según las normas UNE-EN 61400-1 (AENOR 2006) y UNE-EN 61400-3 (AENOR 2010), las cuales son la traducción al español de las normas IEC citadas.

Tabla 6.1. Parámetros básicos para las clases de aerogeneradores

Clases de aerogeneradores	I	II	III	S
v_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	
A I_{ref} (-)		0,16		Valores a especificar por el diseñador
B I_{ref} (-)		0,14		
C I_{ref} (-)		0,12		

v_{ref} : es la velocidad de referencia del viento promediada en 10 minutos.

A: designa la categoría para las características de las turbulencias más altas.

B: designa la categoría para las características de las turbulencias medias.

C: designa la categoría para las características de las turbulencias más bajas.

I_{ref} : es el valor esperado de la intensidad de turbulencia para 15 m/s.

También se define una clase de aerogenerador adicional, clase S, cuando se requieren condiciones especiales de viento, otras condiciones externas, o una clase de seguridad especial.

En el MTN de dichas normas, el valor representativo de la desviación típica de la velocidad del viento longitudinal, σ_1 , debe venir dado por el percentil 90 de la velocidad del viento a la altura del buje de un aerogenerador. Dicho valor para las clases de aerogeneradores normalizados viene dado por:

$$\sigma_1 = I_{ref} (0,75 \bar{v}_{buj e} + b); \quad b = 5,6 \text{ m/s} \quad (6.1)$$

Asimismo, la intensidad de turbulencia viene dada por la siguiente expresión:

$$I_t = I_{ref} \frac{(0,75\bar{v}_{buje} + b)}{\bar{v}_{buje}}; \quad (6.2)$$

En las Figs. 6.4 (a) y 6.4 (b) se representan la desviación típica y la intensidad de turbulencia, respectivamente, en función de la velocidad del viento a la altura del buje, para el MTN.

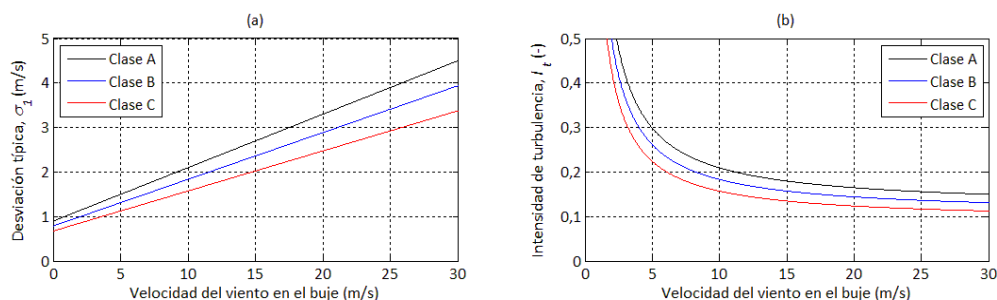


Figura 6.4. Gráficas del modelo de turbulencia normal.

La intensidad de turbulencia efectiva (Frandsen 2007) es un parámetro utilizado en la industria de la energía eólica para modelar la intensidad de turbulencia generada por las estelas, simples o múltiples, de los aerogeneradores y que influyen en las cargas mecánicas sobre ellos.

6.5. Influencia de la turbulencia en los aerogeneradores marinos

La turbulencia atmosférica es una suma de efectos combinados, principalmente mecánicos y térmicos. Así, la turbulencia mecánica tiene su origen en la cortadura del perfil del viento, debido a los gradientes de presión a gran escala y a la rugosidad de la superficie terrestre o rugosidad de la superficie del mar, y la turbulencia térmica se debe a la transmisión de calor entre la superficie terrestre, o marina, y los flujos de aire de la capa límite atmosférica.

Desarrollamos un método de estudio, que se esquematiza en la Fig. 6.5 (Bahamonde et al. 2018), el cual toma, como datos diezminutales de entrada, la temperatura superficial del agua del mar y una serie de datos meteorológicos a una cota inferior, como la temperatura y presión ambiental, la velocidad del viento y su desviación estándar. También se aporta a una cota superior la velocidad del viento y su desviación estándar. La velocidad de fricción, u_* , y la longitud de rugosidad aerodinámica, z_0 , pueden ser determinadas para obtener el perfil logarítmico del viento mediante la ecuación de la teoría de semejanza de Monin-Obukhov, según se indicó en el Cap. 4.

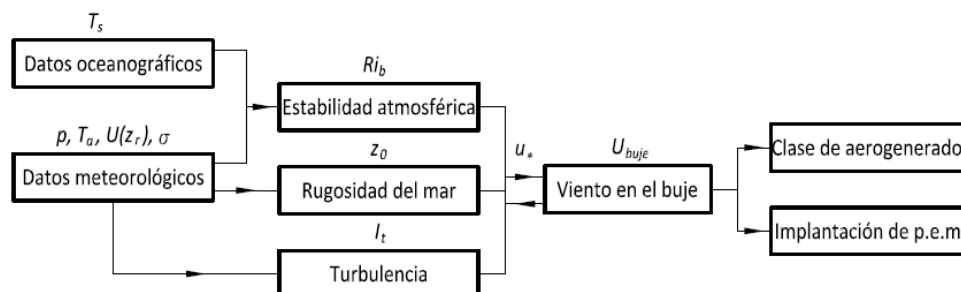


Figura 6.5. Esquema del método de estudio.

Como se ha comentado, la estabilidad atmosférica se determina mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , dado por la Ec. (2.36) y dependiendo del valor obtenido, tenemos el tipo de estabilidad.

La intensidad de turbulencia se determina con la Ec. (2.10), a distintas alturas, con las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica que definen la turbulencia ambiental, que llamaremos totales, y las que se obtienen para cada tipo de estabilidad, con el objetivo de hacer su estudio comparativo.

El método nos permite seleccionar la clase de aerogenerador según las normas UNE-EN citadas. Asimismo, el conocimiento de la estabilidad atmosférica y la turbulencia ambiental permite un diseño optimizado de la implantación de pp.ee.mm. al reducir el efecto de las estelas producidas por los aerogeneradores.

6.5.1. Caso de estudio: emplazamiento de la plataforma FINO 3

El caso de estudio es el sitio de la plataforma de investigación FINO 3, cuya ubicación y organismo de pertenencia ya fue descrito, que proporciona los datos diezminutales necesarios para la presentación de los resultados de dicho emplazamiento durante los años 2013 a 2017.

En la Tabla 6.2 se indican los primeros datos medidos de la velocidad del viento, la desviación estándar y la intensidad de turbulencia a dos alturas, en los años del estudio, cuyos valores se encuentran promediados durante diez minutos. En todos los casos las series temporales contienen miles de datos, siendo estos indicados por su eficacia.

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

Tabla 6.2. Datos de la velocidad del viento a distintas cotas

Valores iniciales válidos medidos en FINO 3 en 2013. Eficacia de datos: 89,0%						
	Medidas a 30 m			Medidas a 80 m		
Día/Mes/Año/Hora	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)
01/01/2013 0:00	7,57	0,38	0,050	9,37	0,29	0,031
01/01/2013 0:10	7,50	0,31	0,041	9,19	0,15	0,016
01/01/2013 0:20	7,70	0,32	0,042	9,32	0,23	0,025
01/01/2013 0:30	7,84	0,39	0,050	9,39	0,25	0,027
...
Valores iniciales válidos medidos en FINO 3 en 2014. Eficacia de datos: 92,4%						
	Medidas a 30 m			Medidas a 80 m		
Día/Mes/Año/Hora	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)
01/01/2014 0:00	12,49	1,20	0,096	13,73	1,07	0,078
01/01/2014 0:10	10,43	1,32	0,127	12,74	0,70	0,055
01/01/2014 0:20	10,50	1,10	0,105	11,70	0,65	0,056
01/01/2014 0:30	10,24	0,82	0,080	11,24	0,57	0,051
...
Valores iniciales válidos medidos en FINO 3 en 2015. Eficacia de datos: 95,1%						
	Medidas a 30 m			Medidas a 80 m		
Día/Mes/Año/Hora	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)
01/01/2015 0:00	12,80	0,87	0,068	14,04	0,62	0,044
01/01/2015 0:10	12,20	0,86	0,070	13,29	0,73	0,055
01/01/2015 0:20	12,51	1,19	0,095	13,71	0,98	0,071
01/01/2015 0:30	11,99	1,25	0,104	13,39	1,10	0,082
...
Valores iniciales válidos medidos en FINO 3 en 2016. Eficacia de datos: 90,3%						
	Medidas a 30 m			Medidas a 80 m		
Día/Mes/Año/Hora	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)
13/01/2016 13:10	2,23	0,25	0,112	2,97	0,28	0,094
13/01/2016 13:20	2,57	0,34	0,132	2,82	0,34	0,121
13/01/2016 13:30	2,75	0,35	0,127	2,80	0,29	0,104
13/01/2016 13:40	2,85	0,33	0,116	3,39	0,37	0,109
...
Valores iniciales válidos medidos en FINO 3 en 2017. Eficacia de datos: 88,2%						
	Medidas a 30 m			Medidas a 80 m		
Día/Mes/Año/Hora	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)	\bar{v} (m/s)	σ (m/s)	I_t (-)
01/01/2017 0:00	15,07	1,20	0,080	16,33	1,01	0,062
01/01/2017 0:10	15,05	1,08	0,072	16,37	0,73	0,045
01/01/2017 0:20	14,62	0,92	0,063	15,81	0,87	0,055
01/01/2017 0:30	13,66	1,31	0,096	14,95	0,96	0,064
...

En la Tabla 4.2 se resumen los datos relativos a la estabilidad atmosférica en cada año de estudio en el emplazamiento de la plataforma FINO 3, obtenidos mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , cuyos valores ya fueron representados en el Cap. 4. Como se comentó, la mayoría de los datos muestran una estabilidad atmosférica neutra, le siguen en número las condiciones inestables y las condiciones estables representan un número reducido de casos. Aún siendo la eficacia de datos distinta en cada año, se observa que se mantienen en un determinado rango de valores porcentuales, lo que permite adoptar un criterio de selección de menor distancia entre dos aerogeneradores, para reducir el efecto de estela.

En relación a la turbulencia ambiental, conocidas las velocidades del viento y las desviaciones estándar a 30 m y a 80 m sobre el nivel del mar (s.n.m.), se obtienen las intensidades de turbulencia. Las Figs 6.6-6.10 muestran las gráficas de los promedios de la intensidad de turbulencia y sus errores estándar, para cada rango de la velocidad del viento de 1 m/s, en el emplazamiento de estudio durante los años 2013 a 2017. En la parte (a), se representa la comparación del promedio de intensidad de turbulencia para las dos alturas de medidas, bajo todas las condiciones de estratificación atmosférica (T) y su comparación con la curva de la clase de aerogenerador de menor turbulencia, clase C, representada en la Fig. 6.4 (b). Asimismo, en la parte (b), se comparan las intensidades de turbulencia para el caso de atmósfera neutra (N), en (c) para atmósfera inestable (I) y en (d) para atmósfera estable (E).

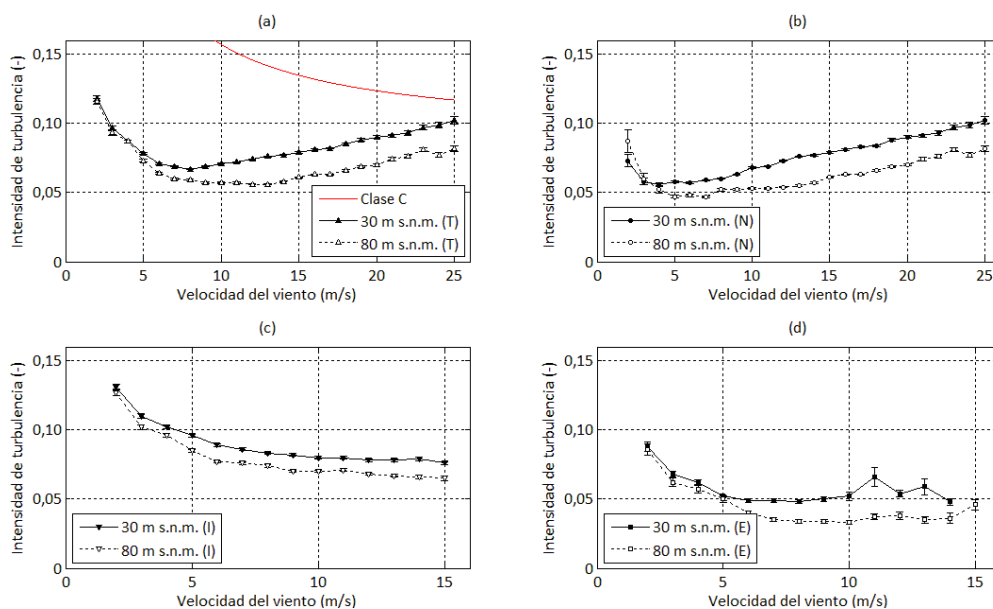


Figura 6.6. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2013.

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

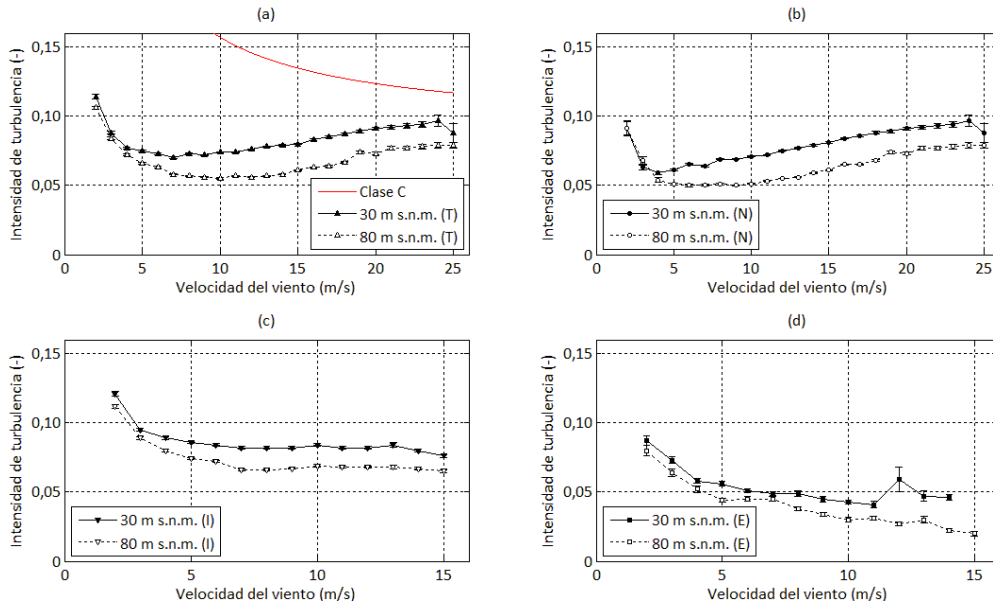


Figura 6.7. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2014.

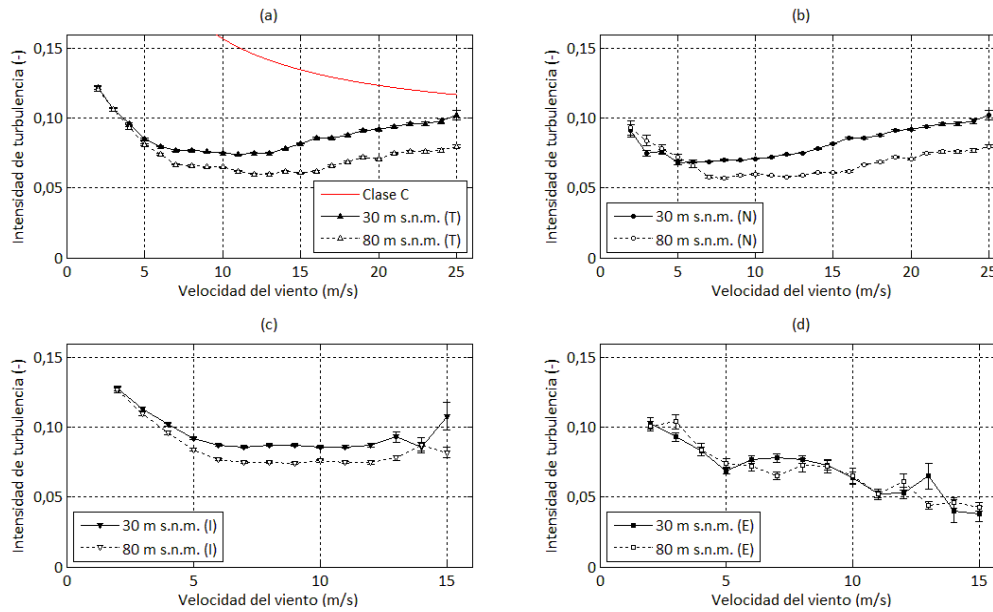


Figura 6.8. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2015.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

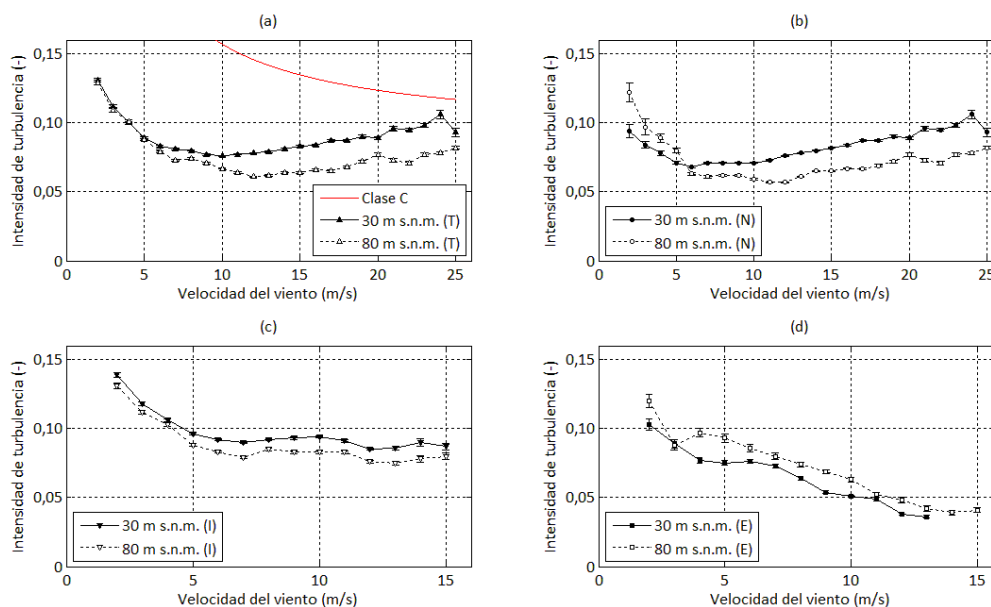


Figura 6.9. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2016.

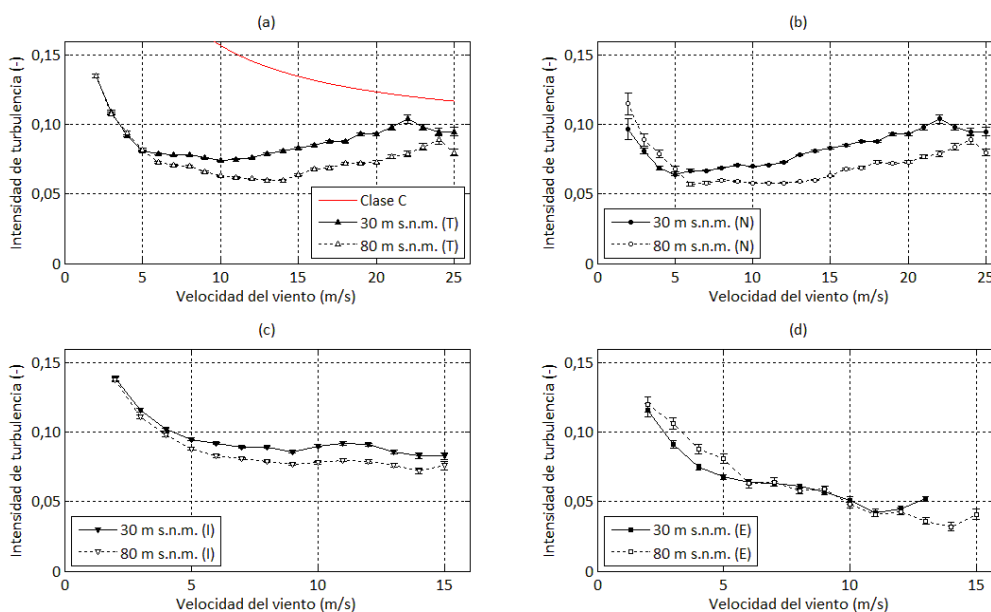


Figura 6.10. Comparación de la intensidad de turbulencia en 2017.

Como se observa en las Figs. 6.6-6.10, parte (a), la turbulencia ambiental disminuye con la altura y se mantiene por debajo de la curva de baja turbulencia de las clases de aerogeneradores, de tal forma que si se realizan medidas de los

datos meteorológicos a cotas inferiores a las del buje, se puede hacer una estimación de la turbulencia del emplazamiento para los aerogeneradores individuales sin el efecto de estela.

En las Figs. 6.6-6.10, parte (b), se observa que para estabilidad neutra, la velocidad del viento se da para todo el rango de las velocidades de funcionamiento de un aerogenerador, la intensidad de turbulencia presenta la misma forma para distintas alturas, decrecen ligeramente hasta 5 m/s y aumenta con una suave pendiente hasta 25 m/s.

En las Fig. 6.6-6.10, para condiciones inestables (c) y estables (d), en pocas ocasiones se superan los 15 m/s para medidas a 30 m, en el primer caso las curvas de la intensidad de turbulencia se mantienen casi horizontales y en el segundo caso son mayormente decrecientes, entre 5 y 15 m/s, observándose en ambas un decrecimiento entre valores de calma del viento y 5 m/s. También, en condiciones estables, no siempre a mayor altura existe menos turbulencia, a veces se entremezclan los valores y otras a menor cota existe menos turbulencia que a mayor cota, como se observa en las gráficas de la Fig. 6.9 (d), del año 2016, siendo este un inconveniente adicional para desarrollar su modelado.

6.6. Estela de aerogeneradores

En todo aerogenerador, una vez extraída la energía de la velocidad del viento cuando atraviesa su rotor, se produce un descenso en la velocidad el viento incidente formando su estela que perdura una cierta distancia, medida en diámetros de rotor, que dependerá de las condiciones de la CLAM, haciendo que otro aerogenerador situado en dicha estela produzca menos energía.

De esta manera, si un aerogenerador se encuentra lo suficiente alejado de otro, el efecto de aquel sobre este será poco importante. Los efectos de los aerogeneradores se hacen sentir especialmente en la estela aguas abajo de la dirección del viento incidente.

En la Fig. 6.11 se observa un efecto usualmente invisible, este es, las estelas de los aerogeneradores a partir de una conocida foto del parque eólico marino danés Horns Rev 1, tomada el 12 de febrero de 2008, bajo unas condiciones atmosféricas muy especiales, donde una capa de aire frío y húmedo sobre una superficie más cálida del mar se vuelve a condensar en niebla tras las turbinas, haciendo visible su estela (Hasager et al. 2013).



Figura 6.11. Visualización de estelas en el parque eólico marino Horns Rev 1. (Vattenfall 2008; foto de C. Steiness)

En la estela el nivel de turbulencia es mayor que el viento sin obstáculos, haciendo que se produzcan cargas transitorias en los aerogeneradores aguas abajo, que tiene un efecto de tensión estructural sobre sus componentes. Otro efecto de la estela es la falta de uniformidad de los flujos verticales del viento, es decir, de la cortadura, por lo que se aumenta las cargas cíclicas sobre el rotor de los aerogeneradores.

Cuanto mayor sea la turbulencia ambiental mas se difunde la estela, ampliándose y afectando a un mayor número de aerogeneradores, siendo menor

el déficit de velocidad creado en el rotor, quedando la propia turbulencia creada en la estela sumada a la turbulencia ambiental. Un aerogenerador aislado que en ausencia de estelas cumple con la normativa, puede dejar de hacerlo cuando esté sometido a la influencia de otras estelas (Crespo et al. 2010).

La turbulencia creada en la capa superficial depende de factores tales como la rugosidad del terreno, la orografía, el estado de la superficie del mar y las condiciones de estabilidad atmosférica, de tal forma que a mayor cuantía de dichos factores mayor turbulencia ambiental. En los pp.ee.mm. los factores que influyen en la turbulencia son menores, pudiendo ser los efectos de las estelas más importantes, ya que tienden a no ser perturbadas.

Una de las estrategias de optimización de parques eólicos en este ámbito consiste en controlar el flujo de viento en el aerogenerador situado aguas arriba para que su potencia sea menor y, de esta forma, la estela sea menos intensa, siendo el efecto conjunto más beneficioso para el parque eólico, dicho control se puede hacer mediante el cambio de paso de pala, como la patente holandesa de ECN (Energy Research Center of the Netherlands). Otra estrategia consiste en desalinearse de la dirección del viento el rotor del aerogenerador aguas arriba, como la patente del Real Instituto de Tecnología de Suecia.

En relación a la descripción de una estela creada en el rotor de un aerogenerador, según se observa en la Fig. 6.12, se distinguen tres regiones: zona de expansión, zona de estela cercana y zona de estela lejana (Crespo et al. 1999).

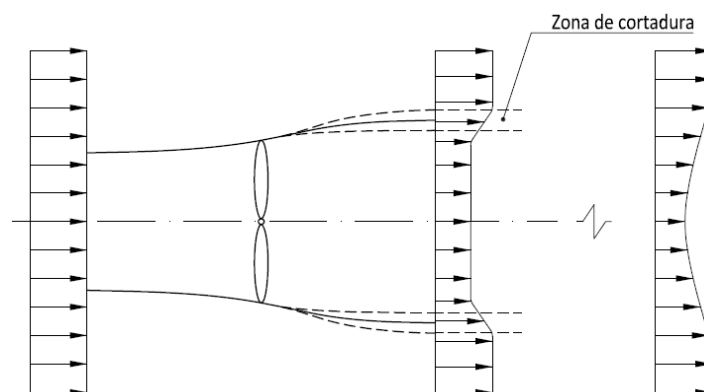


Figura 6.12. Representación de una estela de aerogenerador.

Cuando el viento se aproxima al rotor de un aerogenerador, antes de pasar por su plano la velocidad decrece, y la presión aumenta, y en la zona inmediata después del rotor se produce un brusco descenso de la presión. A continuación, aparecen defectos de presión y de velocidad no uniformes que están relacionados con el empuje axial sobre el rotor, y una componente azimutal

de velocidad relacionada con el par que ejerce el flujo de aire sobre el rotor (Hansen 2008).

La diferencia de presión entre la zona externa e interna de la estela es debida al equilibrio de la fuerza centrífuga, que aparece debido a la curvatura de las líneas de corriente. A cierta distancia aguas abajo, la zona de cortadura cilíndrica se expande, la presión aumenta y la velocidad en el interior de la estela disminuye hasta alcanzar la presión atmosférica. La región de expansión termina a distancias del orden de una vez el diámetro del rotor (Jiménez 2007).

La mayoría de la turbulencia generada se crea por los efectos de la cortadura, especialmente en la región anular que posee un elevado gradiente de velocidad. No obstante, tiene una especial relevancia la cortadura atmosférica externa a las estelas. La difusión turbulenta continua haciendo crecer el grosor de la zona de cortadura aguas abajo hasta que, a una distancia entre dos y cinco diámetros del rotor, ésta alcanza al eje de la estela, constituyendo el final de la región de la estela cercana (Crespo et al. 1999). Tras esta se encuentra una región de transición que lleva a una región de estela lejana, en la que se considera que la estela se encuentra completamente desarrollada.

6.6.1. Modelos de estela

Existen diversos tipos de modelos numéricos para el estudio de las estelas simples y superpuestas en parques eólicos que se revisan en Crespo et al. (1999). En la Tabla 6.3 se indican los modelos de estelas más utilizados en las simulaciones.

Tabla 6.3. Modelos de estela

Modelo	Tipo	Nombre	Institución (País)
Analítico	Estela simple	Park	Risø (Dinamarca)
Analítico	Estela simple	MIUU	Uppsala University (Suecia)
Numérico 2D	Estela simple	Ainslie	Central Electricity Generating Board (Reino Unido)
Numérico 3D	Estela múltiple	UPMwake	UPM (España)
Numérico 3D	Estela múltiple	Wakefarm	ECN (Holanda)

Los modelos más sencillos son los cinemáticos, que indican de forma apriorística la forma del perfil de la estela y están basados en leyes simples de difusión de la estela, quedando determinado solo el defecto de la velocidad del viento y no realizan el cálculo de la turbulencia.

Los modelos más desarrollados son los numéricos 3D, como el desarrollado en el laboratorio de Mecánica de Fluidos de la UPM. De forma resumida, el código UPMwake supone que el aerogenerador está inmerso en una

corriente básica no-uniforme de la capa superficial, dentro de la capa límite atmosférica, descrita por expresiones en las que entran los parámetros de rugosidad del terreno y la longitud de Obukhov, que caracteriza la estabilidad atmosférica. El rotor del aerogenerador perturba la corriente básica, generando un efecto de velocidad y una turbulencia que se difunden en dicha corriente, hasta que su efecto se amortigua a una distancia lo suficientemente grande, establecida entre 7 u 8 diámetros del rotor. Asimismo, el código UPMpark es una extensión del código anterior para el caso de un parque eólico con un número elevado de aerogeneradores.

En la Fig. 6.13 se representa el modelo cinemático de Jensen (1984), que fue adoptado en el modelo WAsP. Está basado en la expansión lineal de la estela, de tal forma que la estela decae una constante k y determina la razón del incremento del diámetro aguas abajo.

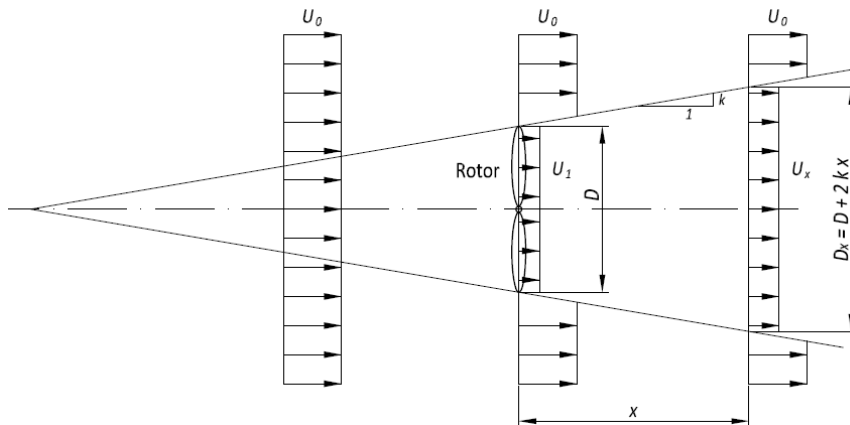


Figura 6.13. Representación de la estela del modelo de Jensen.

Según la Ec. (3.28) el factor de inducción axial, a , es una función del coeficiente de empuje, C_T , que podemos poner de la siguiente forma:

$$a = \frac{1}{2} (1 - \sqrt{1 - C_T}) \quad (6.3)$$

Considerando la conservación de la cantidad de movimiento se puede obtener la ecuación del déficit de velocidad en función de una distancia, x , aguas abajo:

$$1 - \frac{U_x}{U_0} = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{\left(1 + 2k \frac{x}{D}\right)^2} \quad (6.4)$$

Dicho modelo asume que el déficit de energía cinética de interacción de las estelas es igual a la suma de los déficits de energía de las estelas individuales. De esta manera, el déficit de velocidad de la interacción de dos estelas es:

$$\left(1 - \frac{U_x}{U_0}\right)^2 = \left(1 - \frac{U_{x,1}}{U_0}\right)^2 + \left(1 - \frac{U_{x,2}}{U_0}\right)^2 \quad (6.5)$$

La única constante empírica en el modelo es la constante de decaimiento de estela, k , que es función de numerosos factores, entre los que se incluyen la intensidad de turbulencia ambiental, la turbulencia inducida en el rotor y la estabilidad atmosférica. Las constantes de decaimiento recomendadas en el modelo WASP son 0,075 para implantaciones en tierra y 0,05 para implantaciones marinas.

6.7. Optimización de la implantación de pp.ee.mm.

Conocidos los datos meteorológicos y oceanográficos medidos en una red de boyas en el área de implantación durante al menos un año, se determinan las condiciones de estabilidad atmosférica y la rugosidad que presenta la superficie del mar, con lo que también es posible modelar la variación del viento a la altura del buje de un aerogenerador, y las direcciones más energéticas del viento a dicha cota.

Para reducir el efecto de estela se establecerá una relación entre la menor distancia requerida entre dos aerogeneradores y las condiciones de la estabilidad de la capa límite oceánica que, si bien es mayoritariamente neutra, puede variar dependiendo del emplazamiento geográfico. Además del conocimiento de la estabilidad atmosférica, otros factores que van a influir son: la potencia total a instalar en el parque eólico y el área disponible para la implantación, con lo que se puede establecer una distancia mínima asumible en el proyecto entre seis y diez diámetros de rotor ($6D$ y $10D$), que relacionamos en el estudio inicial con el porcentaje de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento. Siendo una posible relación la especificada en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4. Relación entre estabilidad y distancia entre aerogeneradores

Porcentaje de estabilidad neutra	Distancia según el número de diámetros del rotor (D)
Hasta el 70%	$6D$
Entre el 70 y el 80%	$7D$ a $8D$
Entre el 80 y el 90%	$8D$ a $9D$
Superior al 90%	$9D$ a $10D$

La conservación del flujo másico de viento a través del rotor de un aerogenerador hace que su velocidad se ralentice una vez que ha extraído parte

de su energía, configurando su estela, que recibirá el siguiente aerogenerador. Así, en la Fig. 6.14 se muestra la interacción alineada de una estela simple según el modelo de Jensen (1984) producida por el aerogenerador A_1 que recibe el viento sin perturbar U_0 . Tras el rotor la velocidad del viento ha disminuido hasta U_1 y de nuevo comienza a aumentar, por la aportación del viento sin perturbar de velocidad U_0 , cuando recorre la distancia hasta el aerogenerador A_2 , donde la velocidad del viento incidente es U_2 . También en el detalle de la estela se muestra las interacciones que tiene el viento visto en planta que utilizaremos en la implantación de pp.ee.mm.

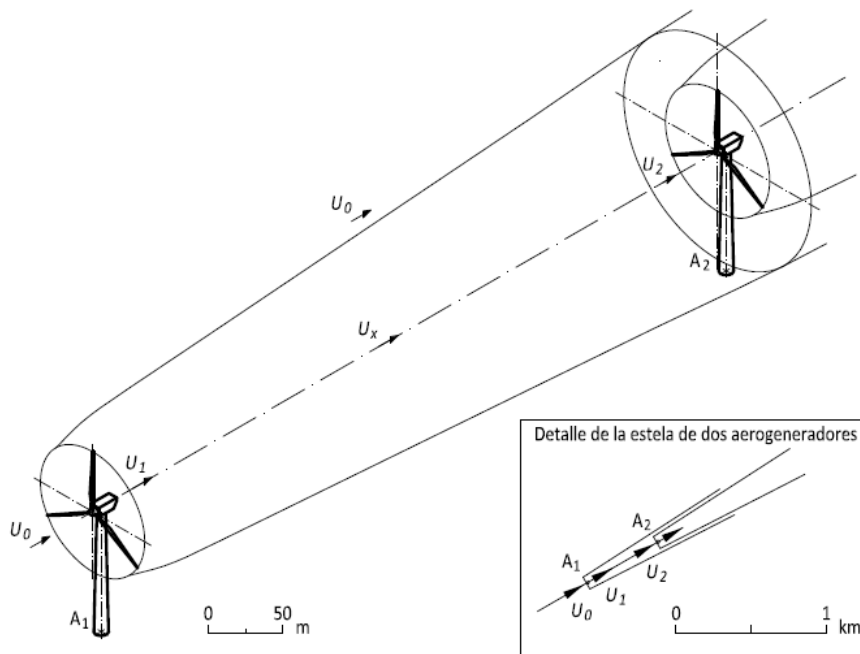


Figura 6.14. Interacción alineada de una estela simple.

El modelo empleado es una aproximación de la situación real donde un hipotético tubo de corriente recibe continuas aportaciones del viento de la capa superficial oceánica, de tal forma que las estelas, simples o múltiples, se encuentran continuamente alimentadas de viento sin perturbar en largas distancias, y esto hace que los aerogeneradores de las últimas alineaciones sigan en funcionamiento, aunque aportando menos energía que los de las primeras alineaciones, según la dirección del viento incidente.

La segunda parte del método consiste establecer alineaciones de aerogeneradores según una matriz cuadrada, que puede ser extendida a otras formas geométricas, que maximice su producción energética al minimizar el efecto de las estelas.

Para su descripción establecemos como datos de partida la implantación según una matriz cuadrada de 10x10 aerogeneradores de 90 m de diámetro, D , con una distancia mínima de seis diámetros de rotor, $6D$, y la dirección más energética del viento es Sur. En la Fig. 6.15 se establece una implantación con la alineación que enfrenta el lado del cuadrado a la dirección más energética del viento, no siendo esta la mejor orientación que maximice la producción.

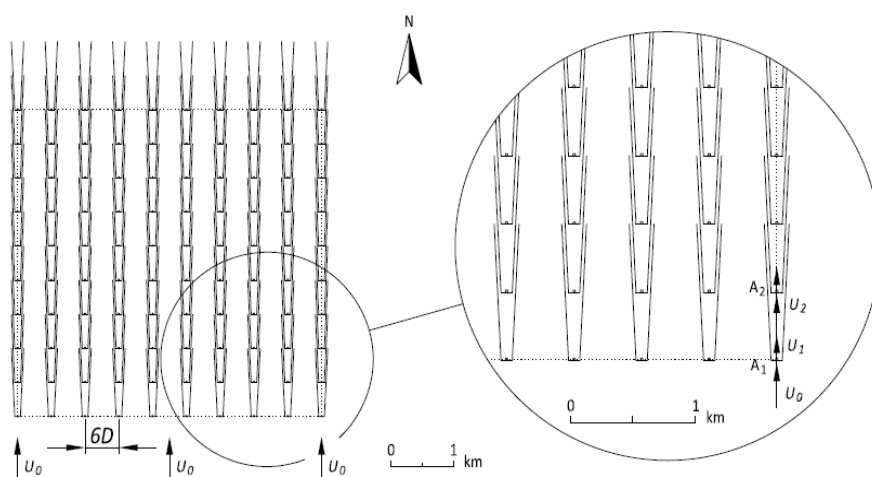


Figura 6.15. Alineación según el lado de una matriz cuadrada.

En la Fig. 6.16 se establece una implantación que mejora la anterior con una diagonal alineada con la dirección más energética según la procedencia del viento.

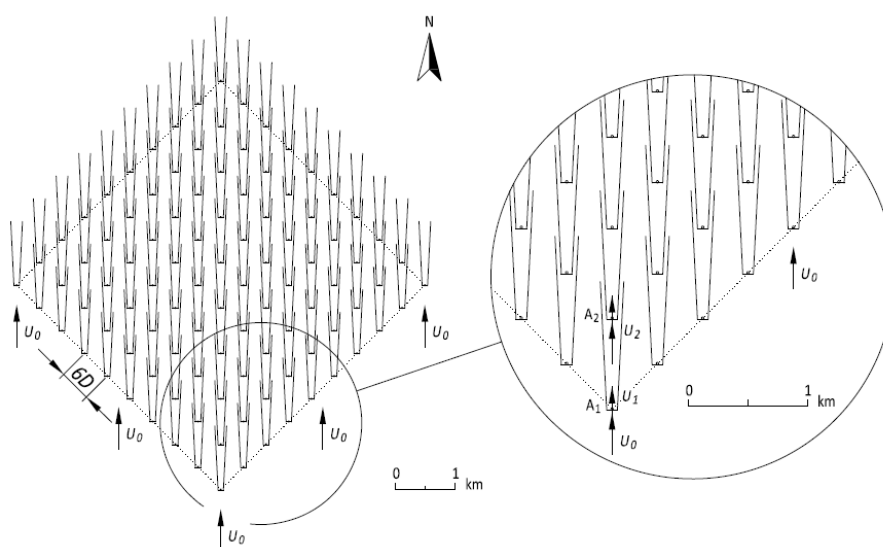


Figura 6.16. Alineación según la diagonal de una matriz cuadrada.

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

Con lo que aumenta, hasta 19, los aerogeneradores que reciben la velocidad del viento sin perturbar, U_0 , con la ventaja adicional que la distancia entre dos aerogeneradores en la dirección del viento más energético aumenta, siendo:

$$x = 6D\sqrt{2} \quad (6.6)$$

Luego, la velocidad del viento incidente en el rotor del segundo aerogenerador, A_2 , según el modelo cinemático descrito es:

$$U_2 = U_0 \left[1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{(1 + 12\sqrt{2}k)^2} \right] \quad (6.7)$$

Con dicha referencia es posible optimizar la producción cuando se desalinea la diagonal en los extremos del sector que da nombre a su valor central de la rosa de los vientos de 16 direcciones, que en este caso explicativo es Sur. Así, en la Fig. 6.17 la diagonal ocupa una posición de $191,25^\circ$ aumentando el número de aerogeneradores que reciben viento sin perturbar, U_0 y también se incrementa la distancia entre aerogeneradores según el viento incidente, por lo que disminuye la acción de las estelas.

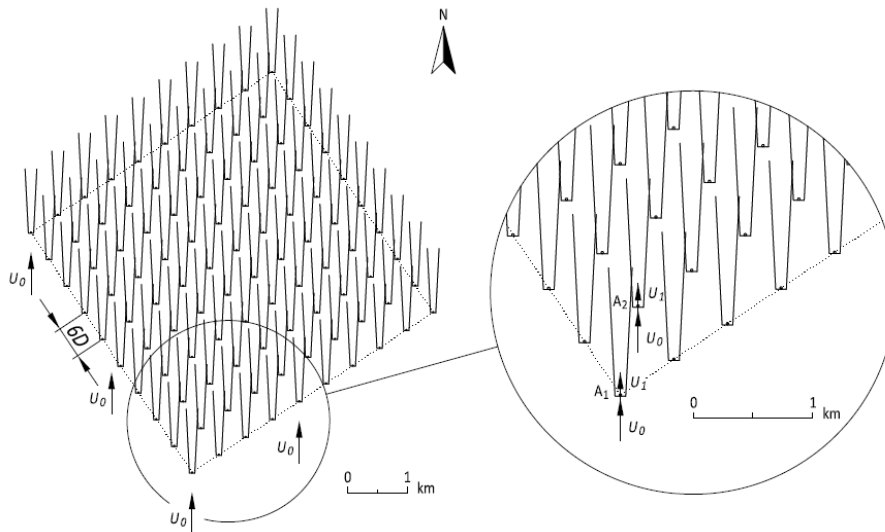


Figura 6.17. Desalineación según la diagonal.

Así pues, el método permite realizar un análisis cualitativo de la mejor implantación de grandes pp.ee.mm. en su fase de diseño, basado en el conocimiento de la estabilidad atmosférica y en la distribución energética del viento a partir de los datos medidos en el emplazamiento.

6.7.1. Caso de estudio: emplazamiento de la boya de Gran Canaria

La boya de Gran Canaria (GC), del tipo SeaWatch, con las coordenadas 28º 11,652' N, 15º 48,496' W y una profundidad del punto de fondeo de 681 m, pertenece a la Red Exterior de boyas de aguas profundas (REDEX) de Puertos del Estado del Ministerio de Fomento (Gobierno de España), proporcionan los datos horarios meteorológicos y oceanográficos necesarios para presentar los resultados de un emplazamiento. Asimismo, el aerogenerador marino seleccionado para la implantación es Vestas V90-3,0 MW, ya descrito.

Inicialmente, la estabilidad atmosférica se determina mediante el número de Richardson bulk, Ri_b , dado por la Ec. (2.36), con los mismos criterios ya expuestos. Así, en la Tabla 6.5 se resume el número de casos de estabilidad atmosférica de la capa superficial en el emplazamiento de la boya de GC durante varios años, siendo el mayor número de casos la estabilidad neutra. Siguiendo el criterio propuesto en la Tabla 6.4, podemos tomar un espaciamiento mínimo de nueve diámetros de rotor, $9D$.

Tabla 6.5. Resumen de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento de la boya de GC

Año	Eficacia de datos	Cuasi-Neutra (N)		Inestable (I)		Estable (E)		Total No.
		No.	%	No.	%	No.	%	
2009	0,785	6511	94,65	276	4,01	92	1,34	6879
2010	0,906	7309	92,13	539	6,79	85	1,07	7933
2011	0,665	5531	95,00	254	4,36	37	0,64	5822

A continuación, se determina la variación del viento con la altura conocida la estabilidad atmosférica y la velocidad de fricción del viento debida a la rugosidad que presenta la superficie del mar, y se obtiene la densidad de energía total del viento a 80 m s.n.m. para cada dirección durante varios años, cuyas gráficas se muestran en la Fig. 6.18. La eficacia de datos da una medida de los datos válidos en cada año.

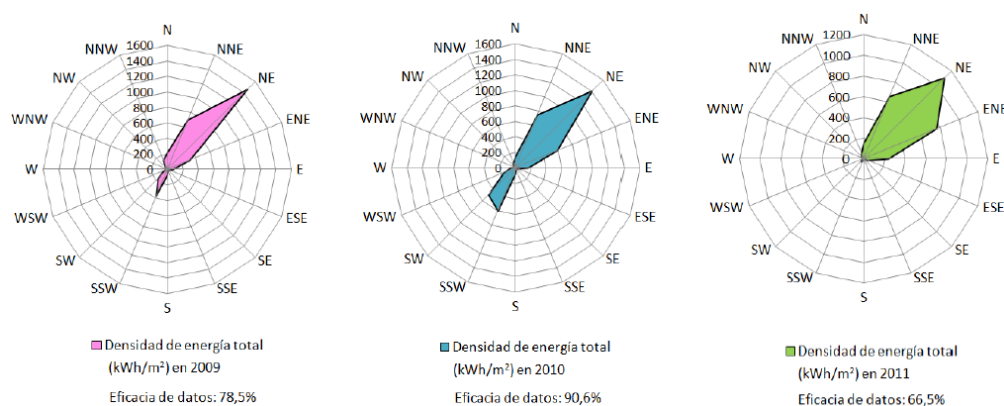


Figura 6.18. Distribución energética del viento a 80 m en la boya de GC.

6. Optimización de la producción energética de parques eólicos marinos

La suma de la densidad de energía, en cada rango de direcciones, determina la densidad de energía total en cada uno de los 16 sectores. De esta forma, podemos conocer que, en dicho emplazamiento, el viento más energético es NE (vientos alisios). Los datos de la boya de Gran Canaria confirman que, si no existen fenómenos excepcionales, las direcciones más energéticas del viento se conservan de forma sistemática. Así pues, como primera solución, en la Fig. 6.19, se establece una implantación de 10x10 aerogeneradores V90-3,0 MW con una diagonal en la dirección Noreste, NE. Siguiendo el método propuesto, en la Fig. 6.20, se ha realizado la desalineación según la diagonal, que mejora la anterior.

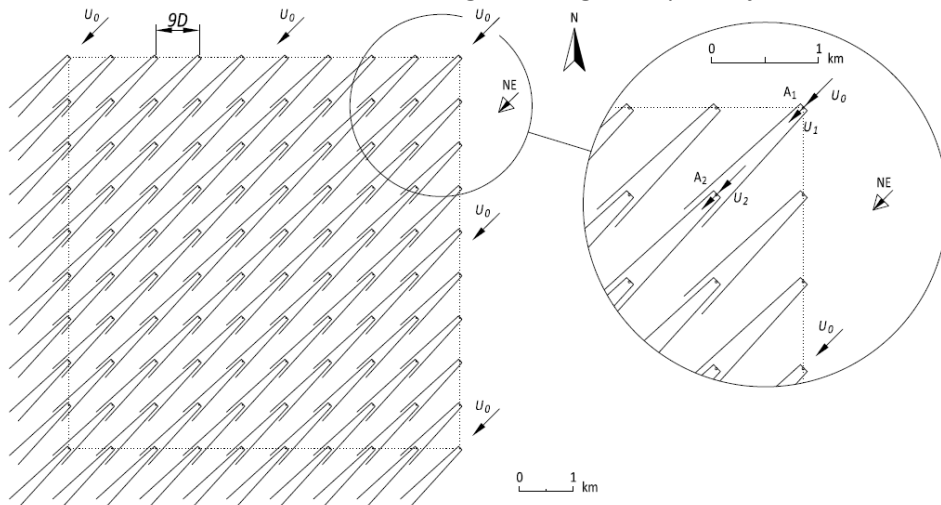


Figura 6.19. Alineación según la diagonal en la boya de GC.

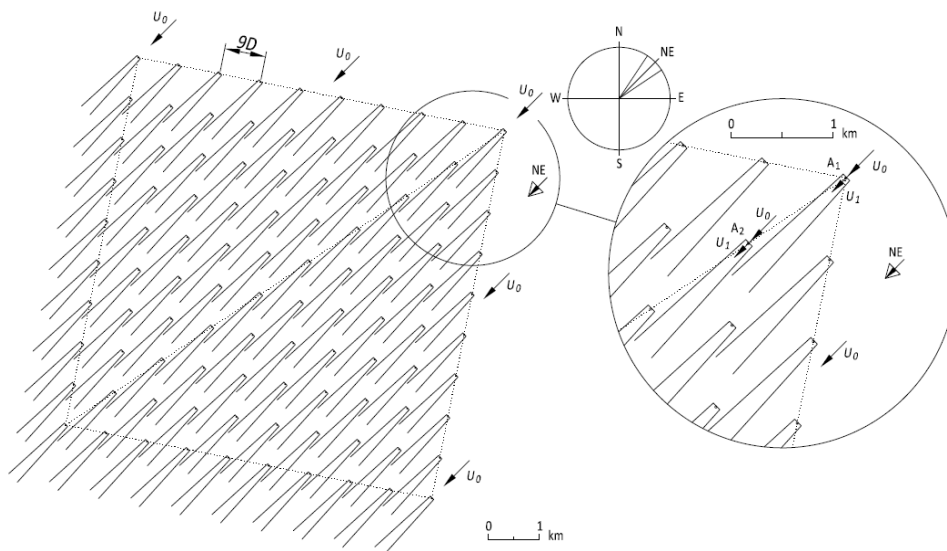


Figura 6.20. Desalineación según la diagonal en la boya de GC.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Como se observa en la Fig. 6.20, se ha situado en un extremo del sector del valor central NE, esto es, en 56,25°. De esta forma se consigue que aumente el número de aerogeneradores que reciben el viento sin perturbar, U_0 .

De forma adicional, en la Tabla 6.6 se indica la densidad de energía captada por dos aerogeneradores alineados según la diagonal de un cuadrado, como en la Fig. 6.19, para el valor central de las 16 direcciones, del viento de procedencia, en las que se divide el plano. El primero, A_1 , recibe el viento sin perturbar U_0 y el segundo, A_2 , recibe el viento según la estela simple alineada U_2 y, según la diagonal, dista del primero:

$$x = 9D\sqrt{2} \quad (6.8)$$

De esta forma, se verifica de forma numérica lo que se muestra en las gráficas de la Fig. 6.18, esto es, que la dirección de procedencia del viento que origina la mayor producción energética en los aerogeneradores es NE.

Tabla 6.6. Resumen de la energía captada por dos aerogeneradores

Rumbo	Año 2009				Año 2010				Año 2011			
	Frecuencias		Densidad de energía (kWh/m ²)		Frecuencias		Densidad de energía (kWh/m ²)		Frecuencias		Densidad de energía (kWh/m ²)	
	n	%	A1	A2	n	%	A1	A2	n	%	A1	A2
N	535	7,8	211	158	471	5,9	148	110	328	5,6	149	113
NNE	1532	22,3	689	516	1565	19,7	741	565	1075	18,5	650	502
NE	2478	36,0	1455	1118	2400	30,3	1405	1090	1850	31,8	1096	840
ENE	666	9,7	319	242	1135	14,3	584	451	1420	24,4	769	584
E	256	3,7	79	59	421	5,3	162	125	501	8,6	232	175
ESE	96	1,4	34	25	135	1,7	28	22	110	1,9	40	31
SE	49	0,7	23	18	58	0,7	6	5	26	0,4	6	4
SSE	47	0,7	27	23	44	0,6	11	10	8	0,1	0	0
S	68	1,0	77	70	94	1,2	75	64	22	0,4	5	3
SSW	253	3,7	368	333	475	6,0	597	520	76	1,3	23	17
SW	235	3,4	165	138	458	5,8	494	431	84	1,4	36	29
WSW	115	1,7	47	39	165	2,1	171	151	53	0,9	26	22
W	40	0,6	11	9	88	1,1	64	57	25	0,4	6	5
WNW	44	0,6	20	17	59	0,7	20	17	18	0,3	14	12
NW	96	1,4	43	33	88	1,1	33	27	52	0,9	37	31
NNW	249	3,6	129	99	175	2,2	72	55	124	2,1	60	46
Calmas	120	1,7	---	---	102	1,3	---	---	50	0,9	---	---
	6879	100			7933	100			5822			

6.8. Conclusiones y discusión

En la primera parte se analiza la turbulencia en condiciones marinas, con los datos de la plataforma FINO 3, durante los años 2013 a 2017, confirmándose que, las curvas de la intensidad de turbulencia en función de la velocidad del viento, se mantienen por debajo de la curva de la clase C del modelo de turbulencia normal de las normas UNE-EN citadas. Por tanto, se verifica que el emplazamiento de estudio es de baja turbulencia, por lo que serían reducidas las cargas dinámicas estructurales en un aerogenerador, sin los efectos de las estelas.

De esta manera, las gráficas presentadas, para datos diezminutales de las velocidades del viento a 30 y a 80 m, muestran el mismo comportamiento global de la intensidad de turbulencia durante todo el año y también se hace un estudio según el tipo de estabilidad atmosférica, destacando que, en ocasiones, bajo condiciones estables los resultados no son los esperados, como que la intensidad de turbulencia es menor a cota 30 m que a 80 m s.n.m.

Asimismo, la producción de un aerogenerador se reduce cuando aumenta la turbulencia del viento, a la vista de los resultados su efecto cualitativo es reducido. No obstante, un estudio adicional sería, por un lado, modelizar la intensidad de turbulencia a la cota del buje de un aerogenerador a partir de mediciones a cotas inferiores y, por otro lado, estudiar el efecto de las estelas simples y múltiples sobre la producción de los aerogeneradores.

Como se ha expuesto, la estabilidad atmosférica en la capa superficial va a ser identificativa del emplazamiento y depende de la latitud. En general, la estabilidad neutra va a ser dominante, y según sea su valor así será la distancia de los aerogeneradores, para una implantación de pp.ee.mm. Como aplicación, hasta el 70% de estabilidad neutra en un emplazamiento puede tomarse un mínimo de $6D$ de rotor.

Profundizando en este ámbito, se ha presentado un modelo de optimización para la implantación de pp.ee.mm., con una dirección predominante de la velocidad del viento, que tiene en cuenta las condiciones de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar. Dicho modelo maximiza la producción energética de la agrupación de aerogeneradores al minimizar el efecto de las estelas.

Se ha adoptado una matriz cuadrada como modelo de implantación, que puede ser extendida a otras formas geométricas, de tal forma que la menor distancia entre las filas y las columnas depende de las condiciones de estabilidad atmosféricas de la capa superficial oceánica, siendo entre seis y diez diámetros de rotor ($6D$ a $10D$). Aunque este límite teórico podrá cambiar según los requisitos

inherentes al proyecto, como la potencia a instalar y el área disponible para la implantación.

La mejor orientación para la implantación de grandes pp.ee.mm. con una dirección energética predominante es la que desalinea una diagonal de la matriz cuadrada según la dirección más energética del viento, debido a que aumenta el número de aerogeneradores que reciben el viento sin perturbar y, también, porque aumenta la distancia entre ellos.

Como aplicación, se han utilizado los datos horarios de la boya exterior de Gran Canaria, durante los años 2009 a 2011. La estabilidad atmosférica obtenida en dicho emplazamiento es predominante neutra, del 92% al 95%, por lo que se debe establecer una distancia entre aerogeneradores de $9D$ a $10D$, debido a que las estelas producidas por los aerogeneradores tardan más en ser perturbadas y se prolongan durante más distancia. En nuestro caso de estudio, se ha optado por $9D$.

La dirección más energética del viento, como cabía esperar en esta latitud, es NE, correspondiente a vientos alisios. Luego la matriz cuadrada propuesta de 10×10 se ha desalineado con respecto a su diagonal en la dirección NE. De esta manera, las primeras alineaciones correspondientes a dos lados, esto es, 19 aerogeneradores, reciben el viento sin perturbar, y las segundas, que afectan a 17 aerogeneradores también, con el aumento de la distancia entre ellos. Esta circunstancia, tiene como ventaja adicional, un mayor recorrido para que se incorpore viento sin perturbar, desde la parte superior de la capa atmosférica superficial.

La variación de la velocidad del viento con la altura, se ha realizado con el método expuesto en el Cap. 4 y, de esta forma, determinar la energía captada por los rotores de las dos primeras alineaciones de aerogeneradores en las condiciones más desfavorables. Así, un aerogenerador de la segunda fila, A_2 , recibe la estela de otro de la primera fila, A_1 , conocida la gráfica del coeficiente de tracción del aerogenerador Vestas de nuestro estudio.

7. Conclusiones generales y nuevas líneas de investigación

7.1. Conclusiones generales

Se citan las siguientes conclusiones generales, que completan las realizadas en los distintos capítulos de la tesis.

1. El conocimiento de las interacciones que tienen lugar en la capa límite atmosférica planetaria permite modelar, de forma más eficaz, el potencial eólico, con el objetivo de calcular la energía que producirá un aerogenerador. Todo ello a partir de las mediciones realizadas con equipos situados en mástiles, que se encuentran a cotas muy inferiores a las del buje de un aerogenerador.

2. La consideración de una variación continua de las condiciones de estratificación atmosférica de la capa superficial, como neutra, inestable y estable, seleccionadas mediante el número de Richardson bulk, permite un estudio más completo, que una simplificación tomando una estratificación neutra en todo el periodo anual, siendo posible ésta cuando las medidas dan un valor del 90% o superior.

3. La velocidad del viento, en general, aumenta con la altura en la capa límite atmosférica superficial, siendo predicha por la teoría de semejanza en relación a la cantidad de movimiento, presentando un perfil logarítmico para estratificación atmosférica neutra y un perfil diabático, distinto del logarítmico, para condiciones inestables y estables. En ocasiones, bajo condiciones estables, la velocidad del viento no aumenta con la altura, midiéndose la misma velocidad a cota inferior que a cota superior, lo que dificulta su modelado.

4. La variación de la dirección del viento con la altura en la capa atmosférica superficial, debido a que presenta pequeñas variaciones, se considera constante. En cambio en la capa de Ekman, entre la capa superficial y la atmósfera libre, se produce una variación de la dirección del viento de hasta 45°.

5. La rugosidad de una superficie, mediante el parámetro longitud de rugosidad aerodinámica, está relacionada con la velocidad de fricción del viento sobre dicha superficie. En condiciones marinas se toma un límite de la velocidad del viento para caracterizar la longitud de rugosidad, menor que 4 m/s como superficie suave, y mayor o igual que 4 m/s como superficie rugosa.

6. El perfil de la velocidad del viento para condiciones de diseño, mediante la ecuación potencial, tiene un enfoque del ciclo de vida del aerogenerador, que se estima en un mínimo de 20 años, más que para el cálculo real de la energía producida en un emplazamiento marino.

7. La metodología empleada para el cálculo del potencial eólico, considerando las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la

rugosidad de la superficie del mar, basada en la teoría de semejanza de Monin-Obukhov, pretende ser una aproximación del comportamiento real de la capa límite superficial en mar abierto, con el objetivo de obtener la energía que producirá un aerogenerador en dicho emplazamiento. Los resultados obtenidos han sido alentadores y mejoran los de otros métodos.

8. La consideración de una estratificación atmosférica neutra, aún siendo mayoritaria en condiciones marinas, no es una simplificación conveniente debido a que puede dar, en general, desviaciones en la variación de la velocidad del viento con la altura y, por tanto, desviaciones en el cálculo de la energía.

9. La variación continua de la rugosidad de la superficie del mar, mediante la longitud de rugosidad aerodinámica, tiene un efecto reducido en el cálculo del potencial eólico. No obstante, se encuentra vinculado a la velocidad de fricción del viento sobre una superficie y a la ecuación de la teoría de semejanza, es por ello que su variación continua se ha mantenido en todo el cálculo.

10. En el método propuesto en el Cap. 4, los datos de entrada fueron medidos en la plataforma de investigación FINO 3, de forma similar a como lo harían las mediciones a una cota inferior en torres de medida. Además, dicha plataforma proporcionó la velocidad del viento a 80 m a modo de validación de los resultados.

11. La estratificación atmosférica en el emplazamiento de FINO 3, del Cap. 4, presenta el mismo comportamiento en los cinco años del estudio, por los que se puede inferir a otros emplazamientos marinos. En concreto, el caso de estratificación neutra se mantiene entre el 44% y el 58%, por lo que no debe simplificarse como neutra en todo el periodo anual.

12. El estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos, del Cap. 5, ha tenido como objetivo verificar si la distribución de probabilidad de Weibull se puede aplicar como una ley general. Los resultados han determinado que el ajuste de dicha distribución a los histogramas de las velocidades se cumple, de forma aproximada, en el emplazamiento de FINO 3, y no se cumple en las boyas 41041 y 51004 de la NDBC, siendo estas correspondientes a la región de vientos alisios del hemisferio norte.

13. Si la velocidad del viento a la altura del buje de un aerogenerador no es representativa mediante la distribución de Weibull hay que buscar otra distribución estadística que cumpla, en caso contrario habría que realizar una campaña completa de medidas.

14. En la primera parte del Cap. 6 se ha verificado la baja turbulencia ambiental en el emplazamiento de FINO 3, a partir de las medidas de las

7. Conclusiones generales y nuevas líneas de investigación

velocidades del viento y de su desviación estándar a 30 m y a 80 m, quedando en todos los casos las gráficas de la intensidad de turbulencia por debajo de la curva C del modelo de turbulencia normal, recogidas en las normas UNE-EN, lo que confirma la baja turbulencia de los emplazamientos marinos.

15. La estratificación atmosférica en el sitio de la boya de Gran Canaria, del Cap. 6, presenta el mismo comportamiento en los tres años del estudio. En concreto, el caso de estratificación neutra se mantiene entre el 92% y el 95%, por lo que en el cálculo de la energía puede simplificarse como neutra en todo el periodo anual.

16. La dirección más energética del viento entrante en la boya de Gran Canaria se representa en la Fig. 6.18, donde se observa que la mayor densidad de energía siempre conserva la misma dirección del viento de procedencia que, en el caso de estudio, es viento del NE. Este hecho también se observa en otros emplazamientos marinos, por lo que si no existe circunstancias especiales, siempre conoceremos la dirección, o direcciones, más energética del viento a partir de las mediciones en alta mar, que servirán para el estudio inicial de las implantaciones de pp.ee.mm.

17. En la segunda parte del Cap.6, la mejor orientación para la optimización de la producción energética de pp.ee.mm. en una matriz cuadrada, con una dirección energética del viento predominante, es aquella que tenga la diagonal desalineada con la dirección más energética del viento, siendo extensible esta conclusión a una configuración de una matriz rectangular.

18. La producción eléctrica de la implantación de pp.ee.mm. se maximiza según el método propuesto en el Cap. 6, para una dirección predominante del viento, debido a que la mayor parte del periodo anual el efecto de las estelas de los aerogeneradores se reduce.

7.2. Nuevas líneas de investigación

El modelado de la velocidad del viento con la altura en condiciones de mar abierto, a partir de las mediciones realizadas con equipos a cotas de hasta 10 m s.n.m., que pueden anclarse sobre boyas fondeadas, es el requisito inicial para estimar la producción de un aerogenerador. El método propuesto del estudio del potencial eólico en mar abierto, que tiene en cuenta las variaciones continuas de la estabilidad atmosférica y la rugosidad de la superficie del mar, persigue dicho objetivo. No obstante, requiere de estudios que mejoren el modelo, mediante nuevas líneas de investigación, como las siguientes:

1. Reducción de las desviaciones producidas para estratificación neutra, para bajas velocidades del viento.
2. Reducción de las desviaciones para estratificación estable, incluyendo nuevos parámetros que la modelen.
3. Influencia de los flujos de humedad en la ecuación general del perfil del viento con la altura.

El ajuste de una distribución estadística a los datos de la velocidad del viento en un emplazamiento marino es conveniente, porque puede reducir la campaña de medidas en la fase de investigación de un parque eólico, o bien para completar el estudio abordado por otros medios. En este sentido, se ha comprobado que la distribución de Weibull no tiene carácter general, luego una nueva línea de investigación sería:

4. Determinar una distribución de probabilidad que sea representativa de la velocidad del viento en cualquier emplazamiento marino.

En relación a la optimización de la producción energética de pp.ee.mm., no existe un criterio normalizado. Así, para una dirección más energética del viento, se ha determinado la mejor implantación para una configuración de matriz cuadrada, que puede ser extendida a una matriz rectangular, como formas geométricas convenientes en grandes áreas marinas porque, entre otros factores, se reducen los costes de interconexión eléctrica y se facilita la navegación marítima. No obstante, otras líneas de trabajo serían:

5. Estudio de implantaciones de pp.ee.mm. para una configuración cuadrada, para dos o tres direcciones más energéticas de viento.
6. Estudio de otras configuraciones de las implantaciones que resuelva la optimización de la producción minimizando las estelas.

Apéndice A. Descripción de los emplazamientos marinos

A.1. Plataformas de investigación FINO

En la Fig. A.1 se indica la localización geográfica de las plataformas de investigación FINO. Las plataformas FINO 1 y FINO 3 se encuentran situadas en el Mar del Norte y entraron en funcionamiento en los años 2003 y 2009, respectivamente. En el primer caso proporcionó los datos de viento al parque eólico marino Alpha Ventus de 60 MW que se encuentra en sus proximidades y a 45 km de la isla de Borkum (Alemania). La plataforma de investigación FINO 2 se encuentra situada en el Mar Báltico y entró en funcionamiento en 2007.

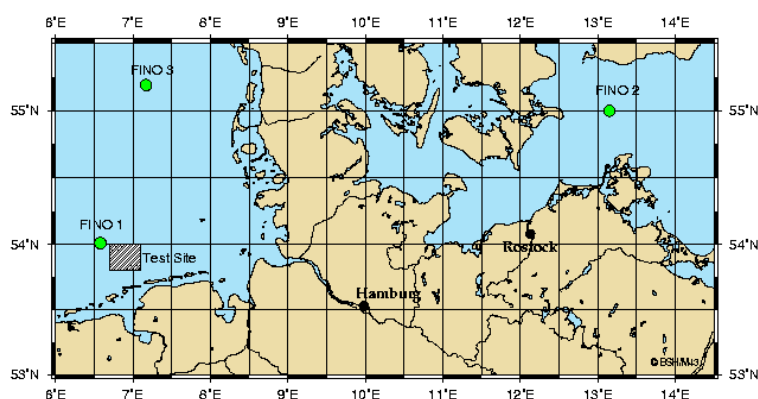


Figura A.1. Localización de las plataformas de investigación FINO.
(Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2015)

En la Fig. A.2 se muestran las imágenes de dichas plataformas en donde se pueden apreciar las formas de las estructuras de sustentación y las torres de medidas que alcanzan una altura de más de 100 m s.n.m.

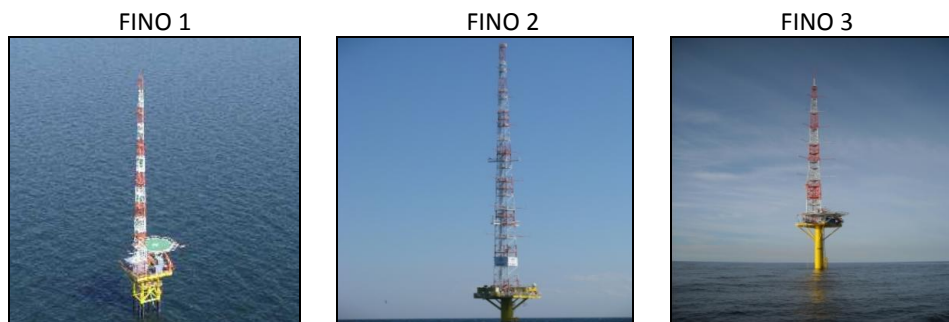


Figura A.2. Imágenes de las plataformas de investigación FINO.
(Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2015)

La mayor parte de los datos para la investigación, tanto para las entradas como para la validación de los resultados, han sido tomados de la plataforma FINO 3.

A.1.1. Plataforma de investigación FINO 3

La plataforma de investigación FINO 3, con coordenadas: 55° 11,7' N, 007° 9,5' E, se encuentra a unas 45 millas náuticas (80 kilómetros) al oeste de Sylt, frente a la costa de Schleswig-Holstein, en el Mar del Norte. En su proximidad se encuentran los pp.ee.mm. en funcionamiento Butendiek, DanTysk y Sandbank.

En la Fig. A.3 se muestra un alzado con las cotas más significativas, resumiéndose sus especificaciones técnicas en la Tabla A.1.

Tabla A.1. Especificaciones técnicas de la plataforma FINO 3

Denominación	Valores
Altura total de la estructura	172 m
Cota de la plataforma	22 m
Profundidad del fondo marino	22 m
Profundidad de anclaje en el lecho marino	30 m
Diámetro del monopilote	3,0 – 4,7 m
Perímetro del mástil de celosía	1,8 – 6 m
Longitud de los soportes horizontales	3,1 – 8,8 m
Superficie de la plataforma	13 m x 13 m
Diámetro del helipuerto	14 m
Masa total	600 t

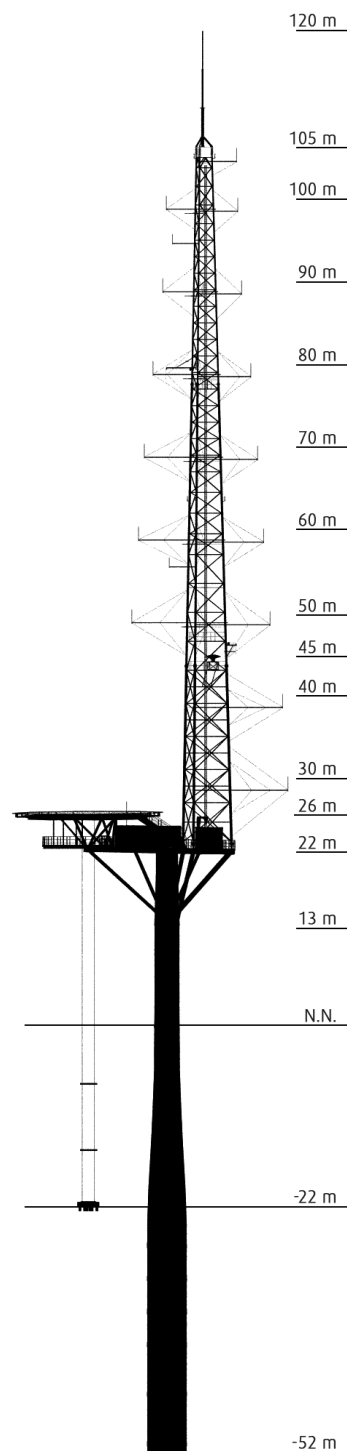


Figura A.3. Alzado de la plataforma de investigación FINO 3. (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie 2015)

A.2. Boyas de la National Data Buoy Center

A nivel mundial existe una extensa red de boyas en mar abierto y cerca de la costa, que recogen los datos para la predicción del tiempo y la navegación. Una de las más extensas es la National Data Buoy Center (NDBC) gestionada por la NOAA. En la Fig. A.4 se muestra una imagen de la situación de las boyas extraídas de su web (<https://www.ndbc.noaa.gov/>), donde se pueden medir datos históricos. Así, en el Cap. 5 se utilizaron los datos proporcionados por las boyas 41041 y 51004, de idénticas características técnicas.

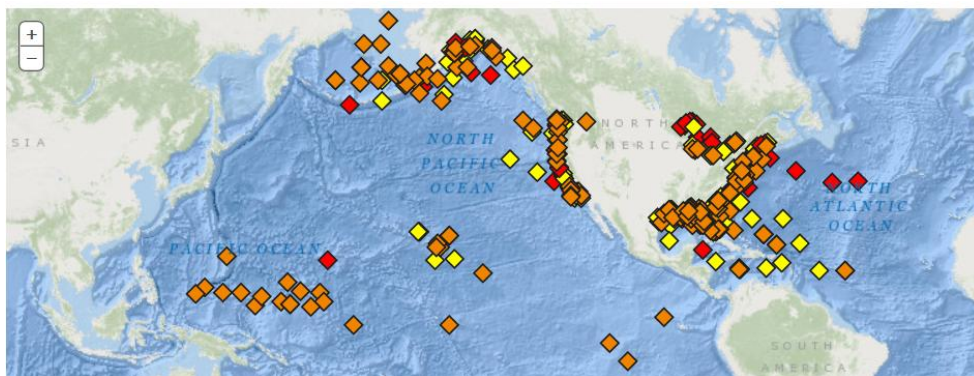


Figura A.4. Situación de las boyas de la NDBC.
(National Data Buoy Center; NOAA 2018)

En la Fig. A.5 se muestra la estación 41041, con las coordenadas: 14,329 N 46,082 W (14°19'43" N 46°4'55" W), con una profundidad de fondeo de 3.485 m, a 890 millas náuticas al Este de la isla de Martinica, con anemómetro a 5 m s.n.m.



Figura A.5. Boya de medida en mar abierto NDBC 41041.
(National Data Buoy Center; NOAA 2018)

A.3. Boyas exteriores de la red de Puertos del Estado

La red de boyas de aguas profundas (REDEX), que depende de Puertos del Estado del Ministerio de Fomento (Gobierno de España), cuya distribución se muestra en la Fig. A.6, recogen datos oceanográficos y meteorológicos, con el fin de proveer información meteorológica y para la navegación marítima.



Figura A.6. Distribución de la red de boyas de aguas profundas REDEX. (Puertos del Estado. Gobierno de España 2015)

En la Tabla A.2 se indican las características de cinco boyas REDEX. En el Cap. 6 abordó un caso de optimización de pp.ee.mm., donde se utilizaron los datos de la boya de Gran Canaria.

Tabla A.2. Características de las boyas REDEX

Nombre de la boya	Tipo	Coordenadas	Profundidad (m) en el punto de fondeo
Golfo de Cádiz	SeaWatch	36º 28,6' N, 6º 57,8' W	450
Gran Canaria	SeaWatch	28º 11,6' N, 15º 48,4' W	681
Estaca de Bares	SeaWatch	44º 7,3' N, 7º 40,3' W	1.800
Cabo de Palos	SeaWatch	37º 39,1' N, 0º 19,3' W	239
Cabo de Begur	Wavescan	41º 54,9' N, 3º 38,7' E	1.200

Fuente: elaboración con datos de Puertos del Estado

Las boyas SeaWatch, Fig. A.7, constan de una parte central de forma lenticular que proporciona flotabilidad y aloja el equipo informático y distintos equipos electrónicos, y de tres mástiles verticales de 6 m de longitud, de tal forma que la mitad de la misma queda por encima del agua proporcionando el soporte a

los sensores meteorológicos y la otra mitad por debajo alojando los sensores oceanográficos, las baterías que proporcionan energía al conjunto se alimenta mediante placas solares. La longitud total incluidos sensores es de unos 6,5 m, su diámetro es de 1,8 m y el peso aproximado de 600 kg.



Figura A.7. Boya SeaWatch.

Apéndice B. Resultados complementarios del Cap. 4

B.1. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2013

Tabla B.1. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2013

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_a (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)	u^* (m/s)	z_0 (m)
01/01/2013 0:00	7,40	990,20	7,51	249,27	7,57	8,14	0,231	0,00005972
01/01/2013 0:10	7,40	990,27	7,46	248,50	7,50	8,06	0,228	0,00005843
01/01/2013 0:20	7,40	990,29	7,43	250,63	7,70	8,28	0,235	0,00006217
01/01/2013 0:30	7,40	990,27	7,38	252,23	7,84	8,43	0,240	0,00006488
01/01/2013 0:40	7,40	990,37	7,33	256,39	7,96	8,56	0,245	0,00006725
01/01/2013 0:50	7,40	990,46	7,30	258,48	7,96	8,56	0,245	0,00006725
01/01/2013 1:00	7,40	990,56	7,27	259,12	7,74	8,32	0,237	0,00006294
...
Valores máximos	20,00	1033,73	24,97	---	32,65	36,00	1,364	0,00208952
Valores mínimos	1,50	965,96	-4,71	---	0,20	0,26	0,005	0,00000809
Total de datos válidos: 46.775. Eficacia de datos: 0,890								
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)				
Valores enteros de $P=f(v)$	12.689.509,67		0,483	4.230				
Val. discretizados de $P=f(v)$	11.773.951,01		0,448	3.925				
Con distribución de Weibull	11.584.198,61		0,441	3.861				

Tabla B.2. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2013

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)
01/01/2013 0:00	7,40	990,20	7,51	249,27	7,57	9,37
01/01/2013 0:10	7,40	990,27	7,46	248,50	7,50	9,19
01/01/2013 0:20	7,40	990,29	7,43	250,63	7,70	9,32
01/01/2013 0:30	7,40	990,27	7,38	252,23	7,84	9,39
01/01/2013 0:40	7,40	990,37	7,33	256,39	7,96	9,58
01/01/2013 0:50	7,40	990,46	7,30	258,48	7,96	9,51
01/01/2013 1:00	7,40	990,56	7,27	259,12	7,74	9,21
...
Valores máximos	20,00	1033,73	24,97	---	32,65	36,34
Valores mínimos	1,50	965,96	-4,71	---	0,20	0,24
Total de datos válidos: 46.775. Eficacia de datos: 0,890						
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)		
Valores enteros de $P=f(v)$	13.154.327,17		0,501	4.385		
Val. discretizados de $P=f(v)$	12.235.562,51		0,466	4.079		
Con distribución de Weibull	11.851.490,02		0,451	3.950		

B.2. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2014

Tabla B.3. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2014

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)	u^* (m/s)	z_0 (m)
01/01/2014 0:00	7,93	1002,09	5,70	183,19	12,49	13,52	0,419	0,00019668
01/01/2014 0:10	7,93	1001,98	5,63	177,85	10,43	10,84	0,379	0,00016145
01/01/2014 0:20	7,93	1001,82	5,96	182,35	10,50	11,33	0,340	0,00012980
01/01/2014 0:30	7,93	1001,82	6,27	183,48	10,24	11,05	0,330	0,00012227
01/01/2014 0:40	7,93	1001,74	6,39	181,77	9,98	10,76	0,320	0,00011500
01/01/2014 0:50	7,93	1001,65	6,54	177,45	9,44	10,17	0,300	0,00010074
01/01/2014 1:00	7,93	1001,60	6,65	182,54	11,04	11,93	0,361	0,00014632
...
Valores máximos	22,35	1034,82	24,25	---	25,37	27,81	0,994	0,00111004
Valores mínimos	5,50	976,05	-3,57	---	0,18	0,18	0,006	0,00000928
Total de datos válidos: 48.564. Eficacia de datos: 0,924								
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)				
Valores enteros de $P=f(v)$	13.582.556,33		0,517	4.528				
Val. discretizados de $P=f(v)$	12.672.891,07		0,482	4.224				
Con distribución de Weibull	12.074.130,78		0,459	4.025				

Tabla B.4. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2014

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)
01/01/2014 0:00	7,93	1002,09	5,70	183,19	12,49	13,73
01/01/2014 0:10	7,93	1001,98	5,63	177,85	10,43	12,74
01/01/2014 0:20	7,93	1001,82	5,96	182,35	10,50	11,70
01/01/2014 0:30	7,93	1001,82	6,27	183,48	10,24	11,24
01/01/2014 0:40	7,93	1001,74	6,39	181,77	9,98	11,26
01/01/2014 0:50	7,93	1001,65	6,54	177,45	9,44	11,30
01/01/2014 1:00	7,93	1001,60	6,65	182,54	11,04	12,23
...
Valores máximos	22,35	1034,82	24,25	---	25,37	27,40
Valores mínimos	5,50	976,05	-3,57	---	0,18	0,17
Total de datos válidos: 48.564. Eficacia de datos: 0,924						
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)		
Valores enteros de $P=f(v)$	13.846.064,67		0,527	4.615		
Val. discretizados de $P=f(v)$	12.935.663,43		0,492	4.312		
Con distribución de Weibull	12.013.127,06		0,457	4.004		

B.3. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2015

Tabla B.5. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2015

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)	u^* (m/s)	z_0 (m)
01/01/2015 0:00	7,65	1023,07	7,54	243,57	12,80	13,86	0,431	0,00020862
01/01/2015 0:10	7,65	1023,04	7,52	242,66	12,20	13,20	0,407	0,00018589
01/01/2015 0:20	7,65	1023,03	7,46	244,12	12,51	13,54	0,419	0,00019744
01/01/2015 0:30	7,65	1023,13	7,46	246,41	11,99	12,97	0,399	0,00017830
01/01/2015 0:40	7,65	1023,07	7,42	243,41	12,17	13,16	0,406	0,00018479
01/01/2015 0:50	7,65	1023,10	7,47	240,01	11,72	12,67	0,388	0,00016883
01/01/2015 1:00	7,65	1022,98	7,50	238,80	12,10	13,09	0,403	0,00018225
...
Valores máximos	19,25	1037,93	22,74	---	30,13	33,15	1,233	0,00170644
Valores mínimos	4,90	967,71	0,36	---	0,19	0,19	0,006	0,00000904
Total de datos válidos: 49.969. Eficacia de datos: 0,951								
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)				
Valores enteros de $P=f(v)$	13.887.891,83		0,528	4.629				
Val. discretizados de $P=f(v)$	12.968.694,83		0,493	4.323				
Con distribución de Weibull	12.955.236,82		0,493	4.318				

Tabla B.6. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2015

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)
01/01/2015 0:00	7,65	1023,07	7,54	243,57	12,80	14,04
01/01/2015 0:10	7,65	1023,04	7,52	242,66	12,20	13,29
01/01/2015 0:20	7,65	1023,03	7,46	244,12	12,51	13,71
01/01/2015 0:30	7,65	1023,13	7,46	246,41	11,99	13,39
01/01/2015 0:40	7,65	1023,07	7,42	243,41	12,17	13,00
01/01/2015 0:50	7,65	1023,10	7,47	240,01	11,72	12,80
01/01/2015 1:00	7,65	1022,98	7,50	238,80	12,10	13,20
...
Valores máximos	19,25	1037,93	22,74	---	30,13	33,00
Valores mínimos	4,90	967,71	0,36	---	0,19	0,15
Total de datos válidos: 49.969. Eficacia de datos: 0,951						
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)		
Valores enteros de $P=f(v)$	14.111.075,83		0,537	4.704		
Val. discretizados de $P=f(v)$	13.193.443,93		0,502	4.398		
Con distribución de Weibull	13.002.918,41		0,495	4.334		

B.4. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2016

Tabla B.7. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2016

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)	u^* (m/s)	z_0 (m)
13/01/2016 13:10	7,70	1004,37	4,65	286,46	2,23	2,27	0,082	0,00001961
13/01/2016 13:20	7,70	1004,38	4,81	243,47	2,57	2,62	0,092	0,00001750
13/01/2016 13:30	7,75	1004,42	4,78	195,95	2,75	2,80	0,097	0,00001653
13/01/2016 13:40	7,75	1004,48	4,67	184,55	2,85	2,90	0,100	0,00001602
13/01/2016 13:50	7,75	1004,50	4,82	169,35	2,21	2,25	0,081	0,00001980
13/01/2016 14:00	7,75	1004,50	5,21	186,85	2,59	2,64	0,092	0,00001751
13/01/2016 14:10	7,75	1004,37	6,06	242,14	3,85	3,93	0,125	0,00001283
...
Valores máximos	20,40	1038,34	24,77	---	26,78	29,39	1,064	0,00127018
Valores mínimos	5,40	973,30	-1,44	---	0,23	0,25	0,008	0,00000894
Total de datos válidos: 47.614. Eficacia de datos: 0,903								
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)				
Valores enteros de $P=f(v)$	11.714.423,50		0,445	3.905				
Val. discretizados de $P=f(v)$	10.759.261,38		0,408	3.586				
Con distribución de Weibull	11.064.519,49		0,420	3.688				

Tabla B.8. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2016

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)
13/01/2016 13:10	7,70	1004,37	4,65	286,46	2,23	2,97
13/01/2016 13:20	7,70	1004,38	4,81	243,47	2,57	2,82
13/01/2016 13:30	7,75	1004,42	4,78	195,95	2,75	2,80
13/01/2016 13:40	7,75	1004,48	4,67	184,55	2,85	3,39
13/01/2016 13:50	7,75	1004,50	4,82	169,35	2,21	3,11
13/01/2016 14:00	7,75	1004,50	5,21	186,85	2,59	3,41
13/01/2016 14:10	7,75	1004,37	6,06	242,14	3,85	4,29
...
Valores máximos	20,40	1038,34	24,77	---	26,78	29,06
Valores mínimos	5,40	973,30	-1,44	---	0,23	0,15
Total de datos válidos: 47.614. Eficacia de datos: 0,903						
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)		
Valores enteros de $P=f(v)$	11.913.060,50		0,452	3.971		
Val. discretizados de $P=f(v)$	10.956.402,87		0,416	3.652		
Con distribución de Weibull	11.142.480,08		0,423	3.714		

B.5. Resultados con datos predichos y medidos en FINO 3 en 2017

Tabla B.9. Resumen con datos predichos en FINO 3. Año 2017

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)	u^* (m/s)	z_0 (m)
01/01/2017 0:00	8,15	1011,31	8,59	254,63	15,07	16,36	0,525	0,00030936
01/01/2017 0:10	8,15	1011,13	8,59	253,67	15,05	16,34	0,524	0,00030837
01/01/2017 0:20	8,15	1010,99	8,58	253,32	14,62	15,86	0,506	0,00028747
01/01/2017 0:30	8,15	1010,84	8,58	252,41	13,66	14,80	0,466	0,00024398
01/01/2017 0:40	8,15	1010,66	8,57	253,68	13,67	14,81	0,467	0,00024442
01/01/2017 0:50	8,15	1010,58	8,57	255,74	13,74	14,89	0,470	0,00024744
01/01/2017 1:00	8,20	1010,51	8,59	258,56	14,00	15,18	0,480	0,00025890
...
Valores máximos	19,65	1036,92	23,16	---	28,70	31,54	1,160	0,00151035
Valores mínimos	3,85	973,42	-2,05	---	0,25	0,25	0,009	0,00000897
Total de datos válidos: 46.371. Eficacia de datos: 0,882								
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)				
Valores enteros de $P=f(v)$	11.811.236,83		0,449	3.937				
Val. discretizados de $P=f(v)$	10.881.926,43		0,414	3.627				
Con distribución de Weibull	10.682.859,95		0,407	3.561				

Tabla B.10. Resumen con datos medidos en FINO 3. Año 2017

Día/Mes/Año Hora	T_s (°C)	P_s (hPa)	T_a (°C)	D_z (°)	U_{z30} (m/s)	U_{z80} (m/s)
01/01/2017 0:00	8,15	1011,31	8,59	254,63	15,07	16,33
01/01/2017 0:10	8,15	1011,13	8,59	253,67	15,05	16,37
01/01/2017 0:20	8,15	1010,99	8,58	253,32	14,62	15,81
01/01/2017 0:30	8,15	1010,84	8,58	252,41	13,66	14,95
01/01/2017 0:40	8,15	1010,66	8,57	253,68	13,67	15,11
01/01/2017 0:50	8,15	1010,58	8,57	255,74	13,74	15,02
01/01/2017 1:00	8,20	1010,51	8,59	258,56	14,00	15,37
...
Valores máximos	19,65	1036,92	23,16	---	28,70	31,72
Valores mínimos	3,85	973,42	-2,05	---	0,25	0,15
Total de datos válidos: 46.371. Eficacia de datos: 0,882						
Métodos	Producción energética (kWh/a)		FC (-)	HE (h/a)		
Valores enteros de $P=f(v)$	12.075.102,17		0,459	4.025		
Val. discretizados de $P=f(v)$	11.145.788,90		0,424	3.715		
Con distribución de Weibull	10.722.521,53		0,408	3.574		

Apéndice C. Parámetros de Weibull del Cap. 5

C.1. Parámetros de Weibull en la plataforma FINO 3

En las Tablas C.1-C.3 se indican los cálculos realizados para el emplazamiento de FINO 3 y en las Figs. C.1-C.3 el ajuste según el método.

Tabla C.1. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2013

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)$ (%)	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+m x_i - y_i)^2$
1	0,547	0,005	1	0,000	-5,206	0,000	0,000	27,099	0,003
2	2,025	0,026	2	0,693	-3,647	-2,528	0,480	13,304	0,007
3	2,982	0,056	3	1,099	-2,862	-3,145	1,207	8,193	0,001
4	4,606	0,102	4	1,386	-2,234	-3,097	1,922	4,989	0,001
5	5,961	0,161	5	1,609	-1,738	-2,798	2,590	3,022	0,001
6	7,015	0,231	6	1,792	-1,335	-2,392	3,210	1,783	0,000
7	7,341	0,305	7	1,946	-1,012	-1,969	3,787	1,024	0,001
8	7,622	0,381	8	2,079	-0,735	-1,528	4,324	0,540	0,003
9	8,104	0,462	9	2,197	-0,478	-1,051	4,828	0,229	0,003
10	8,589	0,548	10	2,303	-0,231	-0,531	5,302	0,053	0,002
11	8,493	0,633	11	2,398	0,002	0,005	5,750	0,000	0,000
12	7,547	0,708	12	2,485	0,209	0,519	6,175	0,044	0,000
13	6,659	0,775	13	2,565	0,400	1,025	6,579	0,160	0,000
14	5,030	0,825	14	2,639	0,556	1,468	6,965	0,309	0,000
15	4,194	0,867	15	2,708	0,702	1,902	7,334	0,493	0,000
16	3,426	0,901	16	2,773	0,840	2,329	7,687	0,706	0,000
17	2,692	0,928	17	2,833	0,969	2,745	8,027	0,939	0,000
18	2,194	0,950	18	2,890	1,099	3,176	8,354	1,208	0,000
19	1,667	0,967	19	2,944	1,226	3,611	8,670	1,504	0,000
20	1,210	0,979	20	2,996	1,352	4,050	8,974	1,827	0,000
21	0,734	0,986	21	3,045	1,457	4,437	9,269	2,124	0,000
22	0,395	0,990	22	3,091	1,534	4,741	9,555	2,353	0,000
23	0,397	0,994	23	3,135	1,641	5,147	9,831	2,694	0,000
24	0,290	0,997	24	3,178	1,769	5,623	10,100	3,131	0,001
25	0,182	0,999	25	3,219	1,931	6,217	10,361	3,731	0,011
26	0,101	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			25	58,004	-3,790	27,955	151,281	81,457	0,034
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013			2,200	0,009	-5,256	0,023	10,903	1,000	1,000

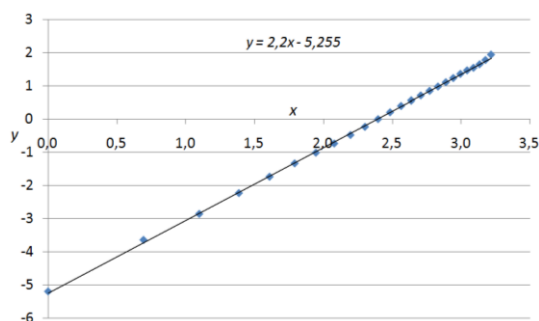


Figura C.1. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2013.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla C.2. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2014

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)$ (%)	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,509	0,005	1	0,000	-5,278	0,000	0,000	27,859	0,000
2	2,186	0,027	2	0,693	-3,600	-2,495	0,480	12,961	0,024
3	3,280	0,060	3	1,099	-2,787	-3,062	1,207	7,767	0,005
4	4,642	0,106	4	1,386	-2,187	-3,032	1,922	4,784	0,001
5	5,509	0,161	5	1,609	-1,738	-2,797	2,590	3,021	0,000
6	6,688	0,228	6	1,792	-1,351	-2,421	3,210	1,826	0,001
7	6,980	0,298	7	1,946	-1,039	-2,022	3,787	1,080	0,003
8	7,318	0,371	8	2,079	-0,768	-1,598	4,324	0,590	0,007
9	8,041	0,452	9	2,197	-0,510	-1,120	4,828	0,260	0,007
10	7,815	0,530	10	2,303	-0,282	-0,649	5,302	0,079	0,008
11	7,234	0,602	11	2,398	-0,082	-0,196	5,750	0,007	0,011
12	7,322	0,675	12	2,485	0,117	0,292	6,175	0,014	0,009
13	7,133	0,747	13	2,565	0,317	0,812	6,579	0,100	0,006
14	5,742	0,804	14	2,639	0,488	1,289	6,965	0,238	0,004
15	4,825	0,852	15	2,708	0,648	1,755	7,334	0,420	0,004
16	4,257	0,895	16	2,773	0,812	2,251	7,687	0,659	0,002
17	3,352	0,928	17	2,833	0,969	2,746	8,027	0,939	0,000
18	2,839	0,957	18	2,890	1,144	3,307	8,354	1,309	0,001
19	1,642	0,973	19	2,944	1,286	3,785	8,670	1,653	0,003
20	0,979	0,983	20	2,996	1,404	4,205	8,974	1,970	0,003
21	0,591	0,989	21	3,045	1,503	4,576	9,269	2,259	0,002
22	0,424	0,993	22	3,091	1,604	4,958	9,555	2,573	0,002
23	0,295	0,996	23	3,135	1,710	5,361	9,831	2,923	0,003
24	0,212	0,998	24	3,178	1,839	5,844	10,100	3,382	0,008
25	0,124	0,999	25	3,219	2,000	6,438	10,361	4,000	0,026
26	0,062	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			25	58,004	-3,782	28,226	151,281	82,674	0,142
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2014			2,215	0,019	-5,291	0,047	10,897	0,999	0,998

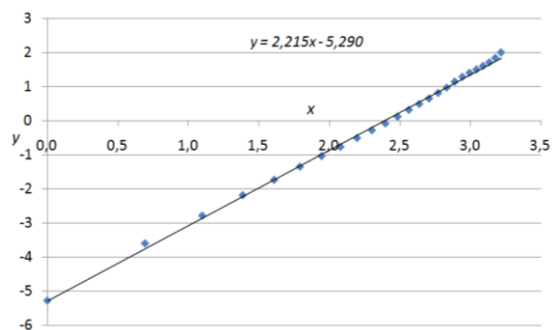


Figura C.2. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2014.

Apéndice C. Parámetros de Weibull del Cap. 5

Tabla C.3. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. FINO 3 en 2015

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)(\%)$	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+m x_i - y_i)^2$
1	0,509	0,005	1	0,000	-5,277	0,000	0,000	27,851	0,000
2	1,544	0,021	2	0,693	-3,875	-2,686	0,480	15,019	0,010
3	3,346	0,054	3	1,099	-2,891	-3,176	1,207	8,359	0,000
4	4,752	0,102	4	1,386	-2,235	-3,098	1,922	4,993	0,001
5	6,121	0,163	5	1,609	-1,728	-2,781	2,590	2,987	0,003
6	6,877	0,231	6	1,792	-1,334	-2,391	3,210	1,781	0,002
7	7,559	0,307	7	1,946	-1,003	-1,951	3,787	1,006	0,002
8	7,461	0,382	8	2,079	-0,732	-1,523	4,324	0,536	0,001
9	7,160	0,453	9	2,197	-0,504	-1,108	4,828	0,254	0,000
10	7,461	0,528	10	2,303	-0,287	-0,661	5,302	0,082	0,000
11	7,302	0,601	11	2,398	-0,085	-0,204	5,750	0,007	0,001
12	7,288	0,674	12	2,485	0,114	0,282	6,175	0,013	0,000
13	6,669	0,740	13	2,565	0,299	0,768	6,579	0,090	0,000
14	5,319	0,794	14	2,639	0,456	1,204	6,965	0,208	0,000
15	5,014	0,844	15	2,708	0,619	1,676	7,334	0,383	0,000
16	4,060	0,884	16	2,773	0,769	2,132	7,687	0,591	0,000
17	2,614	0,911	17	2,833	0,881	2,497	8,027	0,777	0,000
18	2,059	0,931	18	2,890	0,984	2,845	8,354	0,969	0,001
19	1,843	0,950	19	2,944	1,094	3,222	8,670	1,198	0,001
20	1,434	0,964	20	2,996	1,200	3,596	8,974	1,441	0,002
21	1,125	0,975	21	3,045	1,307	3,979	9,269	1,708	0,002
22	0,774	0,983	22	3,091	1,403	4,338	9,555	1,969	0,002
23	0,690	0,990	23	3,135	1,523	4,775	9,831	2,319	0,001
24	0,519	0,995	24	3,178	1,667	5,298	10,100	2,779	0,001
25	0,325	0,998	25	3,219	1,847	5,945	10,361	3,411	0,014
26	0,176	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			25	58,004	-5,789	22,977	151,281	80,732	0,043
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2015			2,180	0,011	-5,288	0,026	11,318	1,000	0,999

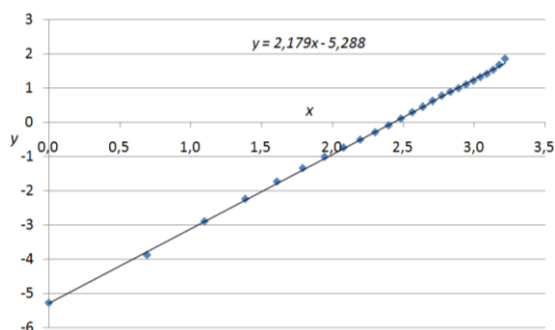


Figura C.3. Ajuste por mínimos cuadrados. FINO 3 en 2015.

C.2. Parámetros de Weibull en la boya NDBC 41041

En las Tablas C.4-C.6 se indican los cálculos de los parámetros de Weibull a partir de los datos obtenidos a 80 m en el emplazamiento de la boya NDBC 41041. Asimismo, en las Figs. C.4-C.6 se representan los resultados del ajuste por mínimos cuadrados.

Tabla C.4. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2013

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)$ (%)	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,371	0,004	1	0,000	-5,594	0,000	0,000	31,298	1,110
2	0,834	0,012	2	0,693	-4,413	-3,059	0,480	19,473	0,041
3	1,069	0,023	3	1,099	-3,772	-4,144	1,207	14,231	0,119
4	1,858	0,041	4	1,386	-3,166	-4,388	1,922	10,021	0,339
5	3,640	0,078	5	1,609	-2,515	-4,047	2,590	6,323	0,342
6	6,164	0,139	6	1,792	-1,897	-3,398	3,210	3,598	0,252
7	8,161	0,221	7	1,946	-1,388	-2,700	3,787	1,925	0,198
8	11,614	0,337	8	2,079	-0,889	-1,848	4,324	0,790	0,114
9	13,833	0,475	9	2,197	-0,438	-0,963	4,828	0,192	0,054
10	13,108	0,607	10	2,303	-0,070	-0,160	5,302	0,005	0,030
11	15,347	0,760	11	2,398	0,356	0,853	5,750	0,126	0,001
12	11,554	0,876	12	2,485	0,734	1,824	6,175	0,539	0,009
13	7,514	0,951	13	2,565	1,102	2,826	6,579	1,214	0,053
14	2,802	0,979	14	2,639	1,348	3,556	6,965	1,816	0,067
15	1,382	0,992	15	2,708	1,588	4,300	7,334	2,521	0,088
16	0,468	0,997	16	2,773	1,770	4,908	7,687	3,134	0,084
17	0,202	0,999	17	2,833	1,965	5,567	8,027	3,861	0,094
18	0,047	1,000	18	2,890	2,081	6,016	8,354	4,332	0,065
19	0,023	1,000	19	2,944	2,223	6,547	8,670	4,944	0,057
20	0,010	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			19	39,340	-10,974	11,688	93,190	110,34	3,116
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013			2,932	0,125	-6,648	0,277	9,655	0,985	0,970

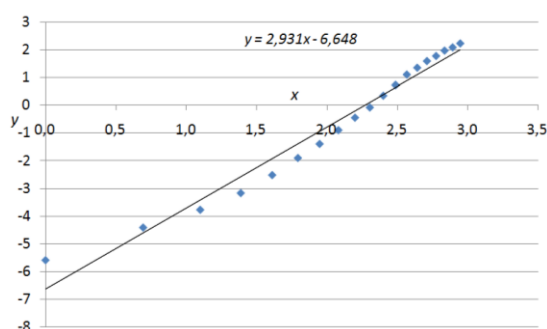


Figura C.4. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2013.

Apéndice C. Parámetros de Weibull del Cap. 5

Tabla C.5. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2014

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)(\%)$	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,142	0,001	1	0,000	-6,556	0,000	0,000	42,981	2,096
2	0,237	0,004	2	0,693	-5,572	-3,862	0,480	31,050	0,004
3	0,558	0,009	3	1,099	-4,665	-5,124	1,207	21,758	0,175
4	0,973	0,019	4	1,386	-3,948	-5,473	1,922	15,586	0,471
5	1,808	0,037	5	1,609	-3,273	-5,268	2,590	10,712	0,600
6	3,116	0,068	6	1,792	-2,648	-4,745	3,210	7,012	0,598
7	5,346	0,122	7	1,946	-2,041	-3,972	3,787	4,166	0,481
8	9,576	0,218	8	2,079	-1,405	-2,922	4,324	1,974	0,265
9	16,823	0,386	9	2,197	-0,719	-1,579	4,828	0,516	0,053
10	18,413	0,570	10	2,303	-0,170	-0,391	5,302	0,029	0,002
11	19,674	0,767	11	2,398	0,375	0,900	5,750	0,141	0,031
12	12,380	0,890	12	2,485	0,794	1,972	6,175	0,630	0,088
13	6,719	0,958	13	2,565	1,151	2,953	6,579	1,325	0,145
14	2,530	0,983	14	2,639	1,404	3,705	6,965	1,971	0,145
15	1,218	0,995	15	2,708	1,673	4,529	7,334	2,797	0,170
16	0,331	0,998	16	2,773	1,866	5,175	7,687	3,484	0,149
17	0,099	0,999	17	2,833	2,012	5,701	8,027	4,049	0,105
18	0,021	1,000	18	2,890	2,074	5,995	8,354	4,302	0,036
19	0,019	1,000	19	2,944	2,171	6,393	8,670	4,714	0,011
20	0,008	1,000	20	2,996	2,247	6,732	8,974	5,050	0,000
21	0,006	1,000	21	3,045	2,384	7,258	9,269	5,683	0,001
22	0,002	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			21	45,380	-12,845	17,976	111,434	169,93	5,627
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2014			3,421	0,149	-8,004	0,343	10,379	0,982	0,965

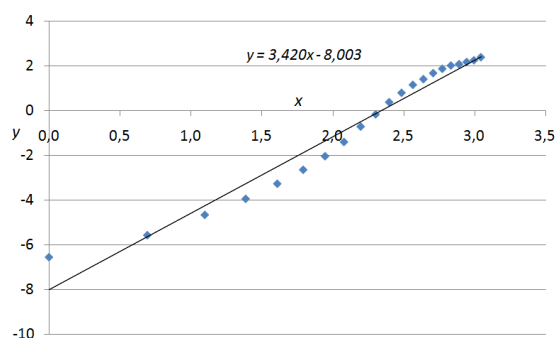


Figura C.5. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2014.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla C.6. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 41041 en 2015

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)(\%)$	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,060	0,001	1	0,000	-7,411	0,000	0,000	54,920	0,891
2	0,210	0,003	2	0,693	-5,913	-4,099	0,480	34,965	0,000
3	0,421	0,007	3	1,099	-4,971	-5,461	1,207	24,712	0,214
4	1,058	0,017	4	1,386	-4,037	-5,597	1,922	16,300	0,287
5	1,822	0,036	5	1,609	-3,314	-5,334	2,590	10,984	0,353
6	2,690	0,063	6	1,792	-2,739	-4,907	3,210	7,501	0,431
7	5,360	0,116	7	1,946	-2,091	-4,069	3,787	4,373	0,301
8	10,291	0,219	8	2,079	-1,397	-2,905	4,324	1,952	0,104
9	16,878	0,388	9	2,197	-0,712	-1,564	4,828	0,506	0,002
10	17,785	0,566	10	2,303	-0,181	-0,418	5,302	0,033	0,013
11	19,802	0,764	11	2,398	0,367	0,879	5,750	0,134	0,107
12	12,518	0,889	12	2,485	0,787	1,957	6,175	0,620	0,196
13	7,129	0,960	13	2,565	1,171	3,003	6,579	1,371	0,299
14	2,519	0,985	14	2,639	1,442	3,805	6,965	2,079	0,311
15	0,947	0,995	15	2,708	1,664	4,505	7,334	2,768	0,290
16	0,280	0,998	16	2,773	1,804	5,003	7,687	3,256	0,205
17	0,089	0,999	17	2,833	1,882	5,331	8,027	3,540	0,101
18	0,034	0,999	18	2,890	1,923	5,558	8,354	3,698	0,025
19	0,020	0,999	19	2,944	1,953	5,751	8,670	3,815	0,000
20	0,032	0,999	20	2,996	2,017	6,043	8,974	4,069	0,013
21	0,018	1,000	21	3,045	2,070	6,301	9,269	4,283	0,055
22	0,024	1,000	22	3,091	2,200	6,799	9,555	4,838	0,071
23	0,010	1,000	23	3,135	2,381	7,465	9,831	5,668	0,058
24	0,000	1,000	24	3,178	2,381	7,566	10,100	5,668	0,152
25	0,002	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			24	54,785	-8,726	35,613	140,920	202,05	4,479
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2015			3,501	0,113	-8,355	0,275	10,876	0,989	0,977

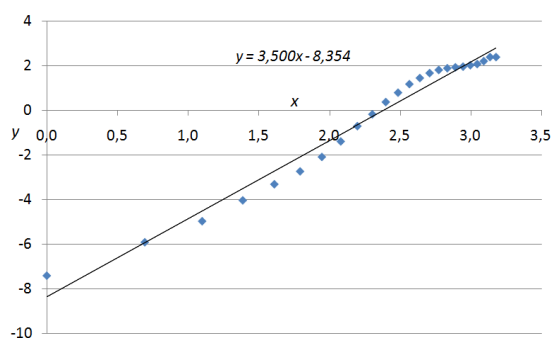


Figura C.6. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 41041 en 2015.

C.3. Parámetros de Weibull en la boya NDBC 51004

En las Tablas C.7-C.9 se indican los cálculos de los parámetros de Weibull a partir de los datos obtenidos a 80 m en el emplazamiento de la boya NDBC 51004. Asimismo, en las Figs. C.7-C.9 se representan los resultados del ajuste por mínimos cuadrados.

Tabla C.7. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2013

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)$ (%)	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-r y_i)^2$
1	0,388	0,004	1	0,000	-5,551	0,000	0,000	30,812	1,551
2	0,678	0,011	2	0,693	-4,536	-3,144	0,480	20,578	0,045
3	0,865	0,019	3	1,099	-3,938	-4,326	1,207	15,505	0,151
4	1,602	0,035	4	1,386	-3,325	-4,610	1,922	11,057	0,392
5	3,078	0,066	5	1,609	-2,682	-4,317	2,590	7,195	0,413
6	4,721	0,113	6	1,792	-2,118	-3,795	3,210	4,486	0,381
7	6,942	0,183	7	1,946	-1,601	-3,114	3,787	2,562	0,309
8	9,288	0,276	8	2,079	-1,132	-2,354	4,324	1,281	0,232
9	14,070	0,416	9	2,197	-0,619	-1,360	4,828	0,383	0,100
10	15,142	0,568	10	2,303	-0,176	-0,405	5,302	0,031	0,034
11	17,000	0,738	11	2,398	0,291	0,699	5,750	0,085	0,000
12	11,832	0,856	12	2,485	0,662	1,645	6,175	0,438	0,013
13	7,816	0,934	13	2,565	1,001	2,568	6,579	1,002	0,047
14	3,749	0,972	14	2,639	1,271	3,355	6,965	1,616	0,071
15	1,980	0,992	15	2,708	1,562	4,230	7,334	2,440	0,125
16	0,582	0,997	16	2,773	1,779	4,933	7,687	3,165	0,145
17	0,218	1,000	17	2,833	2,029	5,749	8,027	4,118	0,204
18	0,046	1,000	18	2,890	2,320	6,705	8,354	5,381	0,329
19	0,004	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			18	36,395	-14,762	2,457	84,521	112,13	4,543
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2013			2,956	0,161	-6,796	0,349	9,969	0,977	0,955

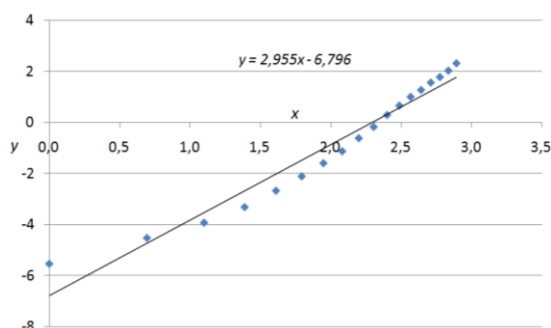


Figura C.7. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2013.

Estudio del potencial eólico en mar abierto y optimización de la producción energética en la implantación de parques eólicos marinos

Tabla C.8. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2014

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)$ (%)	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,411	0,004	1	0,000	-5,493	0,000	0,000	30,177	0,712
2	1,043	0,015	2	0,693	-4,224	-2,928	0,480	17,841	0,017
3	1,933	0,034	3	1,099	-3,368	-3,700	1,207	11,346	0,031
4	3,247	0,066	4	1,386	-2,679	-3,714	1,922	7,177	0,096
5	4,332	0,110	5	1,609	-2,153	-3,465	2,590	4,635	0,179
6	6,244	0,172	6	1,792	-1,667	-2,987	3,210	2,778	0,211
7	8,726	0,259	7	1,946	-1,203	-2,341	3,787	1,448	0,191
8	11,314	0,372	8	2,079	-0,764	-1,588	4,324	0,583	0,144
9	14,818	0,521	9	2,197	-0,307	-0,675	4,828	0,094	0,068
10	14,276	0,663	10	2,303	0,085	0,196	5,302	0,007	0,029
11	13,978	0,803	11	2,398	0,486	1,165	5,750	0,236	0,002
12	7,916	0,882	12	2,485	0,761	1,891	6,175	0,579	0,000
13	5,991	0,942	13	2,565	1,048	2,688	6,579	1,099	0,002
14	3,525	0,978	14	2,639	1,334	3,520	6,965	1,779	0,013
15	1,711	0,995	15	2,708	1,654	4,480	7,334	2,737	0,057
16	0,434	0,999	16	2,773	1,931	5,353	7,687	3,727	0,109
17	0,087	1,000	17	2,833	2,182	6,182	8,027	4,760	0,167
18	0,005	1,000	18	2,890	2,227	6,436	8,354	4,958	0,084
19	0,007	1,000	19	2,944	2,366	6,966	8,670	5,598	0,075
20	0,002	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			19	39,340	-7,785	17,479	93,190	101,55	2,186
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2014			2,863	0,105	-6,337	0,232	9,149	0,989	0,978

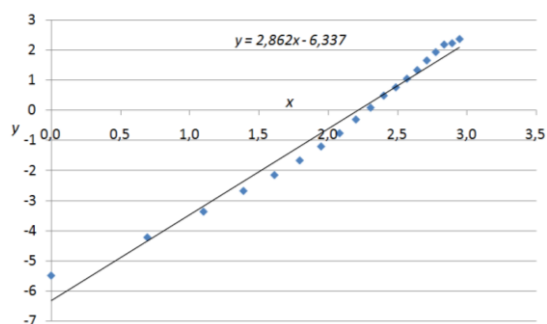


Figura C.8. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2014.

Apéndice C. Parámetros de Weibull del Cap. 5

Tabla C.9. Cálculo de los parámetros de Weibull a 80 m. NDBC 51004 en 2015

Datos			Cálculos						
u (m/s)	$f(u)(\%)$	$F(u)$ (-)	i	x_i	y_i	$x_i y_i$	x_i^2	y_i^2	$(n+mx_i-y_i)^2$
1	0,248	0,002	1	0,000	-5,997	0,000	0,000	35,967	0,315
2	0,817	0,011	2	0,693	-4,536	-3,144	0,480	20,578	0,005
3	1,759	0,028	3	1,099	-3,553	-3,903	1,207	12,621	0,008
4	2,230	0,051	4	1,386	-2,959	-4,102	1,922	8,756	0,092
5	3,183	0,082	5	1,609	-2,454	-3,949	2,590	6,021	0,182
6	5,200	0,134	6	1,792	-1,936	-3,469	3,210	3,747	0,178
7	7,596	0,210	7	1,946	-1,443	-2,809	3,787	2,083	0,132
8	11,329	0,324	8	2,079	-0,939	-1,953	4,324	0,882	0,055
9	13,548	0,459	9	2,197	-0,487	-1,070	4,828	0,237	0,013
10	12,622	0,585	10	2,303	-0,128	-0,294	5,302	0,016	0,003
11	14,522	0,731	11	2,398	0,271	0,650	5,750	0,073	0,006
12	10,310	0,834	12	2,485	0,584	1,452	6,175	0,341	0,021
13	8,173	0,915	13	2,565	0,904	2,319	6,579	0,817	0,058
14	4,518	0,961	14	2,639	1,173	3,097	6,965	1,377	0,091
15	2,408	0,985	15	2,708	1,429	3,871	7,334	2,043	0,132
16	0,686	0,992	16	2,773	1,562	4,331	7,687	2,440	0,099
17	0,300	0,995	17	2,833	1,649	4,673	8,027	2,720	0,053
18	0,183	0,996	18	2,890	1,724	4,984	8,354	2,973	0,021
19	0,097	0,997	19	2,944	1,778	5,235	8,670	3,161	0,002
20	0,088	0,998	20	2,996	1,842	5,520	8,974	3,395	0,001
21	0,080	0,999	21	3,045	1,931	5,879	9,269	3,728	0,007
22	0,061	1,000	22	3,091	2,057	6,358	9,555	4,231	0,008
23	0,029	1,000	23	3,135	2,205	6,915	9,831	4,864	0,004
24	0,006	1,000	24	3,178	2,279	7,243	10,100	5,194	0,012
25	0,004	1,000	25	3,219	2,386	7,679	10,361	5,691	0,014
26	0,002	1,000							
100			N	S_x	S_y	S_{xy}	S_{xx}	S_{yy}	χ^2
			25	58,004	-0,655	45,513	151,281	133,95	1,513
Año			m	σ_m	n	σ_n	c	r	r^2
2015			2,816	0,063	-6,559	0,154	10,272	0,994	0,989

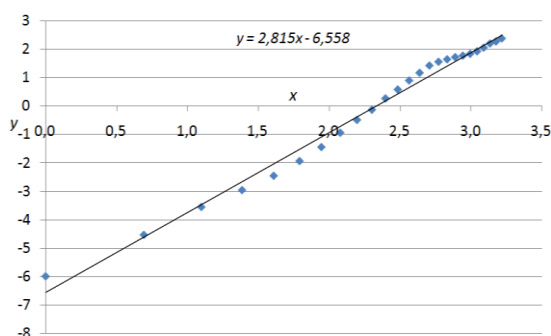


Figura C.9. Ajuste por mínimos cuadrados. NDBC 51004 en 2015.

Referencias

R.1. Referencias bibliográficas

- [1] AENOR. *Aerogeneradores. Parte 1: Requisitos de diseño*. UNE-EN 61400-1. Madrid: AENOR, 2006.
- [2] AENOR. *Aerogeneradores. Parte 3: Requisitos de diseño para aerogeneradores marinos*. UNE-EN 61400-3. Madrid: AENOR, 2010.
- [3] AENOR. *Aerogeneradores. Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad*. UNE-EN 61400-12-1. Madrid: AENOR, 2007.
- [4] BAHAMONDE, M.I.; MENA, A.I. “Optimización de la implantación de grandes parques eólicos marinos”. XX Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos. AEIPRO. Cartagena, Murcia (España), julio de 2016. 12 pp.
- [5] BAHAMONDE, M.I.; LITRÁN, S.P. “Influencia de la rugosidad de la superficie del mar en la producción energética de los aerogeneradores marinos”. XXI Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos. AEIPRO. Cádiz (España), julio de 2017. 12 pp.
- [6] BAHAMONDE, M.I.; LITRÁN, S.P. “Estudio estadístico del viento aplicado a emplazamientos marinos”. XXI Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos. AEIPRO. Cádiz (España), julio de 2017. 12 pp.
- [7] BAHAMONDE, M.I.; MENA, A.I. Optimization of large offshore wind farms implementation. En J.L. Ayuso, J.L. Yagüe y S.F. Capuz-Rizo (Eds.), *Project Management and Engineering Research* (pp 257-269). Springer Netherlands, 2017. ISBN: 978-3-319-92272-0.
- [8] BAHAMONDE, M.I.; LITRÁN, S.P.; SÁNCHEZ, M^a.R.; MACÍAS, J.; EUGENIO, J.M. “Influencia de la turbulencia en la implantación de los aerogeneradores marinos”. XXII Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos. AEIPRO. Madrid (España), julio de 2018. 12 pp.
- [9] BAHAMONDE, M.I.; LITRÁN, S.P. Study of the energy production of a wind turbine in the open sea considering the continuous variations of the atmospheric stability and the sea surface roughness. *Renewable Energy* 2019; **135**: 163-175.
- [10] BAHAMONDE, M.I.; LITRÁN, S.P.; MACÍAS, J. “Influencia de la estabilidad atmosférica en la producción energética de los aerogeneradores

marinos”. XXIII Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos. AEIPRO. Málaga (España), julio de 2019. 12 pp.

- [11] BAKLANOV, Alexander; GRISOGONO, Branko. *Atmospheric boundary layers: nature, theory, and application to environmental modelling and security*. New York: Springer, 2007. 244 pp. ISBN: 978-0-387-74318-9
- [12] BARTHELMIE, Rebecca Jane; FRANDBSEN, Sten; RETHORE, Pierre-Elouan; et al. “Modelling and measurements of offshore wakes”. Offshore Wind and Other Marine Renewable Energy in Mediterranean and European Seas (OWEMES). Citavecchia (Italia): abril de 2006, 13 pp.
- [13] BARTHELMIE, Rebecca Jane; SEMPREVIVA, Anna Maria; PRYOR, Sara C. The influence of humidity fluxes on offshore wind speed profiles. *Annales Geophysicae* 2010; **28**: 1043-1052.
- [14] BEAUCAGE, Philippe; BROWER, Michael; ROBINSON, Nick; et al. “Overview of six commercial and research wake models for large offshore wind farms”. EWEA conference 2012, Copenhagen (Denmark), abril de 2012. 10 pp.
- [15] BELJAARS, Anton. *The parametrization of the planetary boundary layer*. Meteorological Training Course Lecture Series, 1992. 57 pp.
- [16] BETZ, Albert. Das Maximum der theoretisch moglichen Ausnutzung des Windes durch Windmotoren. *Zeitschrift für das gesamte Turbinenwesen* 1920; **26**: 307-309.
- [17] BETZ, Albert. *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Universidad de Gottingen (Alemania), 1926.
- [18] BISHOP, Ian D.; MILLER, David R. Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renewable Energy* 2007; **32**: 814-831.
- [19] BURTON, Tony; JENKINS, Nick; SHARPE, David; et al. *Wind energy handbook*. 2ª edición. Chichester (West Sussex): John Wiley & Sons Ltd, 2011. 742 pp. ISBN: 978-0-470-69975-1.
- [20] BUSINGER, J.A.; WYNGAARD, J.C.; IZUMI, Y; BRADLEY, E.F. Flux-profile relationships in the atmospheric surface layer. *Journal of the Atmospheric Sciences* 1971; **28**: 181-189.

Referencias

- [21] BUSINGER, J.A. *The marine boundary layer, from air-sea interface to inversion*. Informe técnico. Boulder, Colorado: National Center for Atmospheric Research, marzo de 1985. NCAR/TN-252+STR. 91 pp.
- [22] CANAVOS, G.C. *Probabilidad y Estadística. Aplicaciones y Métodos*. Ed. McGraw-Hill, 1994. 651 pp. ISBN: 968-451-856-0.
- [23] CARDONE, Vincent J. *Specification of the wind distribution in the marine boundary layer for wave forecasting*. School of Engineering and Science. Universidad de New York (EE.UU.), diciembre de 1969. 147 pp.
- [24] CARTA, J.A.; RAMÍREZ, P. Analysis of two-component mixture Weibull statistics for estimation of wind speed distributions. *Renewable Energy* 2007; **32**: 518-531.
- [25] CARVALHO, D; ROCHA, A; GÓMEZ-GESTEIRA, M; SILVA SANTOS, C. Offshore winds and wind energy production estimates derived from ASCAT, OSCAT, numerical weather prediction models and buoys-A comparative study for the Iberian Peninsula Atlantic coast. *Renewable Energy* 2017; **102**: 433-444.
- [26] CASAS, M^a Carmen; ALARCÓN, Marta. *Meteorología y clima*. Barcelona: Edicions de la Universitat Politècnica de Catalunya, 1999. 157 pp. ISBN: 84-8301-355-X.
- [27] CASTRO, M.; GONZÁLEZ, R.; PORTELA, A. Parametrización de la capa límite atmosférica en los modelos numéricos de pronóstico meteorológico. *Física de la Tierra* 1991; **3**: 103-138. Ed. Universidad Complutense. Madrid.
- [28] CHARNEY, J.G. On the scale of atmospheric motions. *Geophys Publ.* 1948; **17**: 1-17.
- [29] CHARNOCK, H. Wind stress on a water surface. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society* 1955; **81**: 639-640.
- [30] CIEMAT. *Principios de conversión de la energía eólica*. Serie ponencias. 4^a edición. Madrid: CIEMAT, 2001. ISBN: 84-7834-343-1.
- [31] CRESPO, Antonio; HERNÁNDEZ, Julio; FRANSEN, Sten. Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms. *Wind Energy* 1999; **2**: 1-24.

- [32] CRESPO MARTÍNEZ, A.; MIGOYA VALOR, E.; GARCÍA GARCÍA, J.; et al. "Efecto de las estelas en los parques eólicos". Solar Decathlon Europe 2010", Madrid (España), junio de 2010.
- [33] CSANADY, G. T. *Air-sea interaction: Laws and mechanisms*. Cambridge University Press, 2004. 249 pp. ISBN (eBook): 0-511-04124-1.
- [34] DE VRIES, O. *Fluid dynamics aspects wind energy conversion*. Advisory Group for Aerospace Research and Development, North Atlantic Treaty Organization, 1979. AGARD-AG-243. 148 pp.
- [35] DOBSON, Fred W.; SMITH, Stuart D.; ANDERSON, Robert J. Measuring the relationship between wind stress and sea state in the open ocean in the presence of swell. *Atmosphere-Ocean*. 1994; **32**: 237-256.
- [36] DURISIC, Z.; MIKULOVI, J. A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WAsP. *Renewable Energy* 2012; **41**: 407-411.
- [37] DYER, A.J. A review of flux-profile relationships. *Boundary-layer Meteorology* 1974; **7**: 363-372.
- [38] EBUCHI, Naoto; TOBA, Yoshiaki; KAWAMURA, Hiroshi. Statistical study on the local equilibrium between wind and wind waves by using data from ocean data buoy stations. *Journal of Oceanography*. 1992; **48**: 77-92.
- [39] EKMAN, V.W. Om jordrotationens inverkan pa vindstrommar i hafvet. *Nyt Magazin for Naturvidenskab*. 1902; **40** (1): 1-27.
- [40] ESTEBAN PÉREZ, María Dolores. *Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore*. Tesis. Directores: José Javier Díez González y José Santos López Gutiérrez. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, 2009. 550 pp.
- [41] EVANS, Annette; STREZOV, Vladimir; EVANS, Tim J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2009; **13**: 1082-1088.
- [42] EY (Ernst & Young). *Offshore wind in Europe*. Ed. Ernst & Young et Associés. Marzo de 2015.

- [43] FINGERSH, L.; HAND, M.; LAXSON, A. *Wind turbine design cost and scaling model*. Informe técnico. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, diciembre de 2006. NREL/TP-500-40566. 43 pp.
- [44] FOKEN, T. 50 years of the Monin-Obukhov similarity theory. *Boundary-Layer Meteorology* 2006; **119**: 431-447.
- [45] FRANDSEN, Sten; BARTHELMIE, Rebecca; PRYOR, Sara; et al. *The necessary distance between large wind farms offshore-study*. Informe técnico. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory, agosto de 2004. Risø-R-1518(EN). 29 pp.
- [46] FRANDSEN, Sten; BARTHELMIE, Rebecca; PRYOR, Sara; et al. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy* 2006; **9**: 39-53.
- [47] FRANDSEN, Sten Tronaes. *Turbulence and turbulence-generated structural loading in wind turbines clusters*. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory. Risø-R-1188(EN). Tesis. Universidad Técnica de Dinamarca, enero de 2007. 130 pp.
- [48] GAO, Zhiqu; WANG, Qing; ZHOU, Mingyu. Wave-dependence of friction velocity, roughness length, and drag coefficient over coastal and open water surfaces by using three databases. *Advances in Atmospheric Sciences* 2009; **26**: 887-894.
- [49] GARRATT, J.R. Review of drag coefficients over oceans and continents. *Monthly Weather Review* 1977; **105**: 915-929.
- [50] GARRATT, J.R. *The atmospheric boundary layer*. Cambridge University Press, 1992. 320 pp. ISBN: 0-521-46745-4.
- [51] GASCH, Robert; TWELE, Jochen. *Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation*. 2ª edición. Berlín: Springer, 2012. 548 pp. ISBN: 978-3-642-22937-4.
- [52] GERDES, Gerard; TIEDEMANN, Albrecht; ZEELBERG, Sjoerd. *European offshore wind farms: A survey for the analysis of the experiences and lesson learnt by developers of offshore wind farms*. Informe técnico. Project POWER (Pushing Offshore Windenergy Regions), enero de 2008. 158 pp.

- [53] GRACHEV, A.A.; FAIRALL, C.W. Dependence of the Monin-Obukhov stability parameter on the bulk Richardson number over the ocean. *Journal of Applied Meteorology* 1997; **36**: 406-414.
- [54] GRYNING, S-E.; BATCHVAROVA, E; BRÜMMER B.; et al. On the extension of the wind profile over homogeneous terrain beyond the surface boundary layer. *Boundary Layer Meteorology* 2007; **124**: 251-268.
- [55] GUALTIERI, G. Atmospheric stability varying wind shear coefficients to improve wind resource extrapolation: A temporal analysis. *Renewable Energy* 2016; **87**: 376-390.
- [56] GWEC (Global Wind Energy Council). Global Wind Report 2018. Ed. GWEC. Abril de 2019.
- [57] HANSEN, Martin O.L. *Aerodinamics of wind turbines*. 2ª edición. London: Earthscan, 2008. 181 pp. ISBN: 978-1-84407-438-9.
- [58] HASAGER, Charlotte Bay; RASMUSSEN, Leif; PEÑA, Alfredo; et al. Wind farm wake: The Horns Rev photo case. *Energies* 2013; **6**: 696-716.
- [59] HAU, Eric. *Wind turbines: fundamentals technologies, application, economics*. 2ª edición. Berlín: Springer, 2006. 775 pp. ISBN: 978-3-540-24240-6.
- [60] HERNÁNDEZ, Julio; CRESPO, Antonio. *Problemas de mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. Cuadernos de la UNED, nº 161. Madrid: UNED, 1996. 300 pp. ISBN: 84-362-3447-2.
- [61] HÖGSTRÖM, U.; SMEDMAN, A.S.; BERGSTRÖM, H. Calculation of wind speed variation with height over the sea. *Wind Engineering* 2006; **30**: 269-286.
- [62] HOLTSLAG, M.C.; BIERBOOMS, W.; VAN BUSSEL, G.J.W. Extending the diabatic surface layer wind shear profile for offshore wind energy. *Renewable Energy* 2017; **101**: 96-110.
- [63] IDAE. Plan de Energías Renovables 2011-2020. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Gobierno de España. Madrid. Noviembre de 2011.
- [64] IEC. *Wind turbines-part 1: design requirements wind turbines*. IEC 61400-1, 2005.
- [65] IEC. *Wind turbines-part 3: design requirements for offshore wind turbines*. IEC 61400-3, 2009.

- [66] JENSEN, Leo; MØRCH, Christian; SØRENSEN, Paul; et al. Wake measurements from the Horns Rev wind farm. Ponencia en Congreso: European Wind Energy Conference and Exhibition, EWEC 2004. Londres (Reino Unido).
- [67] JENSEN, N.O. *A note on wind generator interaction*. Informe técnico. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory, 1983. Risø-M-2411. 18 pp.
- [68] JIMÉNEZ ÁLVARO, Ángel. *Caracterización numérica de la turbulencia en la estela de una aeroturbina mediante un modelo de simulación de grandes escalas*. Tesis. Director: Antonio Crespo Martínez. Universidad Politécnica de Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica, 2007. 186 pp.
- [69] JONKMAN, Jason M. *Dynamics modeling and loads analysis of an offshore floating wind turbine*. Informe técnico. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory, octubre de 2007. NREL/TP-500-41958. 233 pp.
- [70] KAISER, Mark J.; SNYDER, Brian F. *Offshore wind energy cost modeling*. Verlag London: Springer, 2012. 236 pp. ISBN: 978-1-4471-2487-0.
- [71] KALVIG, Siri; GUDMESTAD, Ove Tobias; WINTHER, Nina. Exploring the gap between 'best knowledge' and 'best practice' in boundary layer meteorology for offshore wind energy. *Wind Energy* 2014; **17**: 161-171.
- [72] KUMAR, R. Rajesh.; KUMAR, B. Prasad; Satyanarayana A.N.V.; et al. Parameterization of the sea surface drag under varying sea state and its dependence on wave age. *Nat Hazards*. Springer, 2009; **49**: 187-197.
- [73] KUSIAK, Andrew; SONG, Zhe. Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. *Renewable Energy* 2010; **35**: 685-694.
- [74] LANGE, Bernhard. *Modelling the marine boundary layer for offshore wind power utilisation*. Tesis. Departamento de Física de la Universidad de Oldenburgo, Alemania, diciembre de 2002. 132 pp.
- [75] LANGE, B.; LARSEN, S.; HØJSTRUP, J.; BARTHELMIE, R. Importance of thermal effects and sea surface roughness for offshore wind resource assessment. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 2004a; **92**: 959-988.
- [76] LANGE, B.; LARSEN, S.; HØJSTRUP, J.; BARTHELMIE, R. The influence of thermal effects on the wind speed profile of the coastal marine boundary layer. *Boundary-Layer Meteorology* 2004b; **112**: 587-617.

- [77] LEMMING, Jørgen; MORTHORST, Poul Erik; CLAUSEN, Niels-Erik. *Offshore wind power experiences, potential and key issues for deployment*. Informe técnico. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory for Sustainable Energy, enero de 2008. Risø-R-1673(EN). 26 pp.
- [78] LYDIA, M.; KUMAR, S.S.; SELVAKUMAR, A.I.; PREM KUMAR, G.E. Wind resource estimation using wind speed and power curve models. *Renewable Energy* 2015; **83**: 425-434.
- [79] MANWELL, James; MCGOWAN, Jon; ROGERS, Anthony. *Wind energy explained: Theory, design and application*. 2ª edición. Chichester (West Sussex): John Wiley & Sons Ltd, 2009. 689 pp. ISBN: 978-0-470-01500-1.
- [80] MATHA, Denis. *Model development and loads analysis of an offshore wind turbine on a tension leg platform, with a comparison to other floating turbine concepts*. Tesis. Directores: J. Jonkman (NREL) y T. Fisher (Universidad de Stuttgart). Universidad de Colorado- Boulder (EE.UU.), abril de 2009. 129 pp.
- [81] MÉCHALI, M.; BARTHELMIE, R.; FRANDBSEN, S.; JENSEN, L.; RÉTHORÉ, P.E. (2006). Wake effects at Horns Rev and their influence on energy production. Ponencia en Congreso: European Wind Energy Conference and Exhibition, 2006. Atenas (Grecia).
- [82] MEYERS, Johan; MENEVEAU, Charles. Optimal turbine spacing in fully developed wind-farm boundary layers. *Wind Energy* 2012; **15**: 305-317.
- [83] MONIN, A.S.; OBUKHOV, A.M. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere. *Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR* 1954; **24** (151): 163-187.
- [84] MORGAN, Eugene C.; LACKNER, Matthew; VOGEL, Richard M.; et al. Probability distributions for offshore wind speeds. *Energy Conversion and Management* 2011; **52**: 15-26.
- [85] MOTTA, M.; BARTHELMIE, R.J.; VØLUND, P. The influence of non-logarithmic wind speed profiles on potential power output at Danish offshore sites. *Wind Energy* 2005; **8**: 219-236.
- [86] Naciones Unidas (1998). "Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático". Documento Técnico, 24 pp.

Referencias

- [87] NEWMAN, J.F.; KLEIN, P.M. The impacts of atmospheric stability on the accuracy of wind speed extrapolation methods. *Resources* 2014; **3**: 81-105.
- [88] NÚÑEZ CRESPI, Sylvia. *Altura de la capa de mezcla: caracterización experimental y aplicación de un modelo meteorológico para el estudio de la evolución diurna*. Tesis. Directora: Begoña Artiñano Rodríguez de Torres. Universidad Complutense de Madrid: Facultad de Ciencias Físicas. Departamento de Física de la Tierra, Astronomía y Astrofísica I, 2002. 232 pp.
- [89] OBERHUBER, J.M. *An atlas based on the 'COADS' data set: the budgets of heat, buoyancy and turbulent kinetic energy at the surface of the global ocean*. Report nº 15. Hamburg, Alemania: Max Planck Institut für Meteorologie, marzo de 1988. 20 pp.
- [90] OBUKHOV, A.M. Turbulence in an atmosphere with a non-uniform temperature. *Geophys. Inst. Acad. Sci. USSR* 1946; **1**: 95-115.
- [91] OKULOV, Valery L.; VAN KUIK, Gijs A.M. The Betz-Joukowsky limit: on the contribution to rotor aerodynamics by the British, German and Russian scientific schools. *Wind Energy* 2012; **15**: 335-344.
- [92] OMM (Organización Meteorológica Mundial). *Guía de instrumentos y métodos de observación meteorológicos*. OMM-nº 8, 2014, 773 pp.
- [93] ORLANSKI, I. A rational subdivision of scales for atmospheric processes. *Bulletin of the American Meteorological Society* 1975; **56**: 527-530.
- [94] PALOMARES LOSADA, Ana María. *Caracterización del régimen de vientos y desarrollo de un modelo de predicción eólica a escala local en el Estrecho de Gibraltar*. Tesis. Directores: Manuel de Castro Muñoz de Lucas y Ana Elvira Zurita. Madrid: Facultad de Ciencias Físicas. Departamento de Física de la Tierra, Astronomía y Astrofísica I, 2002. 209 pp.
- [95] PAN, Yuping; SHA Wenyu; ZHU, Shouxian; GE, Sufang. A new parameterization scheme for sea surface aerodynamic roughness. *Progress in Natural Science* 2008; **19**: 1365-1373.
- [96] PAULSON, C.A. The mathematical representation of wind speed and temperature profiles in the unstable atmospheric surface layer. *Journal of Applied Meteorology* 1970; **9**: 857-861.

- [97] PEÑA, Alfredo; GRYNING, Sven-Erik. Charnock's roughness length model and non-dimensional wind profiles over the sea. *Boundary-Layer Meteorology* 2008; **128**: 191-203.
- [98] PEÑA, Alfredo; GRYNING, Sven-Erik; HASAGER, Charlotte B. Measurements and modelling of the wind speed profile in the marine atmospheric. *Boundary-Layer Meteorology* 2008; **129**: 479-495.
- [99] PEÑA, A.; HAHMANN, A.N. Atmospheric stability and turbulence fluxes at Horns Rev—an intercomparison of sonic, bulk and WRF model data. *Wind Energy* 2012; **15**: 717-731.
- [100] PETERSEN, Erik L.; MORTENSEN, Niels G.; LANDBERG, Lars; et al. *Wind power meteorology*. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory, diciembre 1997. Risø-I-1206(EN). 45 pp.
- [101] PETERSEN, E.L.; MORTENSEN, N.G.; LANDBERG, L.; HOJSTRUP. J.; FRANK, H.P. Wind power meteorology. Part II: Siting and Models. *Wind Energy* 1998; **1**: 55-72.
- [102] REE (Red Eléctrica de España). El sistema eléctrico español 2017. Ed. REE. Febrero de 2018.
- [103] SAMORANI, Michele. The wind farm layout optimization problem. En P.M. Pardalos et al (Eds.), *Handbook of wind power systems* (pp 21-38). Berlín: Springer, 2013.
- [104] SANDERSE, Benjamin. *Aerodynamics of wind turbine wakes*. Energy research Center of the Netherlands (ECN), abril de 2009. ECN-E-09-016. 46 pp.
- [105] SANZ, J.; CANTERO, E.; GARCÍA, B.; et al. Atmospheric stability assessment for the characterization of offshore wind conditions. *Journal of Physics* 2015; Conference Series 625, 012044.
- [106] SATHE, A.; BIERBOOMS W. Influence of different wind profiles due to varying atmospheric stability on the fatigue of wind turbines. *Journal of Physics* 2007; Conference Series 75.
- [107] SJÖBLOM, Anna. *Turbulent structure of the marine atmospheric boundary layer and its implications for the inertial dissipation method*. Tesis. Supervisión: Ann-Sofi Smedman. Departamento de Ciencias de la Tierra, Uppsala (Suecia): Universidad de Uppsala, 2002. ISBN 91-554-5294-9.

Referencias

- [108] SMEDMAN, Ann-Sofi; HÖGSTRÖM, U.; LARSÉN, X. Guo; et al. "Towards a fundamentally new understanding of the marine atmospheric boundary layer". 16th Symposium on Boundary Layers and Turbulence and 13th Conference on Interactions of the Sea and Atmosphere. American Meteorological Society, 2004, 10 pp.
- [109] SMITH, Stuart D. Coefficients for sea surface wind stress, heat flux, and wind profiles as a function of wind speed and temperature. *Journal of Geophysical Research* 1988; **93**: 15.467-15.472.
- [110] STULL, Roland B. *Meteorology for scientists and engineers*. 2ª edición. Belmont (USA): Brooks/Cole, Cengage Learning, 2000. 502 pp. ISBN: 978-0-534-37214-9.
- [111] STULL, Roland B. *An introduction to boundary layer meteorology*. Springer, 2009. 670 pp. ISBN: 978-90-277-2769-5.
- [112] TROEN, Ib; PETERSEN, Erik Lundtang. *European Wind Atlas*. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark: 1989. 656 pp. ISBN: 87-550-1482-8.
- [113] United Nations (1987). "Our Common Future". Report of the World Commission on Environment and Development, 247 pp.
- [114] VAN DER TEMPEL, Jan. *Design of support structures for offshore wind turbines*. Tesis. Directores: J.H. Vugts y G.A.M. van Kuik. Delft (Holanda): Universidad Tecnológica, 2006. 209 pp.
- [115] VAN KUIK, Gijs A.M. The Lanchester-Betz-Joukowski Limit. *Wind Energy* 2007; **10**: 289-291.
- [116] WALLACE, John M.; HOBBS, Peter V. *Atmospheric science: An introductory survey*. 2ª edición. University of Washington: Elsevier, 2005. 505 pp. ISBN: 0-12-732951-X.
- [117] WHITE, Frank M. *Mecánica de fluidos*. Madrid: McGraw-Hill / Interamericana de España, 2008. 896 pp. ISBN: 9788448166038.
- [118] WILSON, Robert E.; LISSAMAN, Peter B.S. *Applied aerodynamics of wind power machine*. Oregon State University, 1974. GI-418340. 117 pp.
- [119] WILSON, Robert E.; LISSAMAN, Peter B.S.; WALKER, Stel N. *Aerodynamic performance of wind turbines*. Energy Research and Development Administration. Technical Information Center, 1976. 164 pp.

R.2. Referencias generales

- [120] 4C Offshore. Organización líder en consultoría e investigación dirigida a los mercados de energía en alta mar.
<http://www.4coffshore.com/>
- [121] Atlas Eólico de España. IDAE. Ministerio para la Transición Ecológica.
<https://www.idae.es/publicaciones/info-idae-025-atlas-eolico-de-espana>
- [122] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Agencia Federal Marítima e Hidrográfica de Alemania, que gestiona las plataformas de investigación FINO.
https://www.bsh.de/EN/Home/home_node.html
- [123] CENER (Centro Nacional de Energías Renovables). Centro tecnológico nacional dedicado a la investigación, el desarrollo y el fomento de las energías renovables en España.
<http://www.cener.com/>
- [124] CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). Organismo público, adscrito al Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, que investiga en materias de energía y de medio ambiente, así como en múltiples tecnologías de vanguardia y en diversas áreas de investigación básica.
<http://www.ciemat.es/>
- [125] Database of Wind Characteristics (Base de datos de características del viento). Consiste en una base de datos del viento formada por cuatro categorías: características de series temporales del viento, respuesta de turbina a series temporales del viento, datos de recursos eólicos y datos de parques eólicos.
<http://www.winddata.com/>
- [126] DENA (Deutsche Energie-Agentur). Agencia Alemana de Energía. Contiene información sobre energía eólica marina.
<http://www.offshore-wind.de/>
- [127] DWIA (Danish Wind Industry Association). Asociación Danesa de la Energía Eólica. Contiene información histórica y básica sobre energía eólica.
<http://www.windpower.org/>

Referencias

- [128] EMD Internacional A/S. Empresa danesa consultora de proyectos eólicos, también tiene software de desarrollo de aplicación en parques eólicos (Wind Pro, EnergyPro, etc.).
<http://www.emd.dk/>
- [129] Enercon. Fabricante alemán de aerogeneradores.
<http://www.enercon.de/>
- [130] Eurostat. Oficina Europea de Estadística.
<http://ec.europa.eu/eurostat>
- [131] FINO-Datenbank-BSH. Acceso a las bases de datos de las plataformas de investigación FINO.
http://fino.bsh.de/index.cgi?seite=plot_formular
- [132] GWEC (Global Wind Energy Council). Consejo Global de Energía Eólica. Foro que representa el sector eólico a escala internacional.
<http://www.gwec.net/>
- [133] IEA (International Energy Agency). Agencia Internacional de la Energía.
<https://www.iea.org/topics/renewables/>
- [134] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Entidad pública empresarial, adscrita al Ministerio para la Transición Ecológica, a través de la Secretaría General de la Energía.
<http://www.idae.es/>
- [135] MHI Vestas Offshore Wind A/S. Corporación debida a la fusión, en abril de 2014, de Vestas Wind Systems A/S y Mitsubishi Heavy Industries Ltd, para el mercado de la industria eólica marina.
<http://www.mhivestasoffshore.com/>
- [136] NDBC (National Data Buoy Center). Organismo que opera y mantiene una red de boyas, como parte del Servicio Nacional de Meteorología de la NOAA.
<http://www.ndbc.noaa.gov/>
- [137] NREL (National Renewable Energy Laboratory).
http://www.nrel.gov/wind/international_wind_resources.html
- [138] Puertos del Estado. Ente público empresarial, dependiente del Ministerio de Fomento de España, responsable del sistema portuario español.
<http://www.puertos.es/>

- [139] REE (Red Eléctrica de España). Empresa dedicada al transporte y operación del sistema eléctrico español.
<http://www.ree.es/>
- [140] Siemens Gamesa Renewable Energy. Multinacional española, líder mundial en la industria eólica, fruto de la fusión, en abril de 2017, de Siemens Wind Power y Gamesa.
<https://www.siemensgamesa.com/>
- [141] The Shift Project Data Portal. Plataforma de consulta de estadísticas globales sobre energía y clima.
<http://www.tsp-data-portal.org/>
- [142] The Windpower. Base de datos a nivel mundial sobre aerogeneradores y parques eólicos.
http://www.thewindpower.net/index_en.php
- [143] Vestas Wind Systems A/S. Grupo danés, líder mundial en la industria eólica.
<http://www.vestas.com/>

R.3. Parques eólicos marinos

- [144] Alpha Ventus: p.e.m. alemán, de 60 MW, que entró en funcionamiento en abril de 2010.
<http://www.alpha-ventus.de/>
- [145] Anholt: p.e.m. danés, de 399,6 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2013.
<http://oestship.dk/anholt-offshore-wind-power-.aspx>
- [146] Arklow Bank 1: p.e.m. irlandés, de 25,2 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2004.
<https://ireland.sse.com/what-we-do/our-projects-and-assets/renewable/arklow-bank-wind-park/>
- [147] Avedore Holme: p.e.m. danés, de 10,8 MW, que entró en funcionamiento en septiembre de 2011.
<https://saltkick.com/Aved%C3%B8re-Holme-Offshore-Wind-Farm>
- [148] Baltic 1: p.e.m. alemán, de 48,3 MW, que entró en funcionamiento en mayo de 2011.
<https://www.enbw.com/renewable-energy/wind-energy/our-offshore-wind-farms/baltic-1/>
- [149] Barrow: p.e.m. instalado en Cumbria (Gran Bretaña), de 90 MW, que entró en funcionamiento en julio de 2006.
<https://orsted.co.uk/en/Generating-energy/Offshore-wind/Our-wind-farms>
- [150] Beatrice Demonstration: p.e.m. de demostración instalado en Moray Firth (Escocia), de 10 MW, que entró en funcionamiento en agosto de 2007.
<http://www.hi-energy.org.uk/Hi-energy-Explore/talisman-beatrice-project.htm>
- [151] Belwind 1: p.e.m. belga, de 165 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2010.
<http://belwind.eu/>
- [152] Blyth: p.e.m. situado en Northumberland (Gran Bretaña), de 4 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2000.
<https://www.edf-re.uk/our-sites/blyth>

- [153] Bockstigen: p.e.m. situado en Gotland (Suecia), de 2,5 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 1998.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_10313_bockstigen-offshore.php
- [154] Breitling Demonstration: proyecto eólico marino de demostración alemán, de 2,5 MW, que entró en funcionamiento en febrero de 2006.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_3325_breitling.php
- [155] Burbo Bank 1: p.e.m. situado en el noroeste de Inglaterra, de 90 MW, que entró en funcionamiento en el año 2008.
<https://orsted.co.uk/en/Generating-energy/Offshore-wind/Our-wind-farms>
- [156] Choshi Offshore Demonstration: proyecto eólico marino de demostración japonés, de 2,4 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 2013.
- [157] Donghai Bridge 1: p.e.m. situado en Shanghai (China), de 102 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2010.
<https://www.4coffshore.com/windfarms/donghai-bridge-100mw-offshore-wind-power-demonstration-project-china-cn01.html>
- [158] Egmond aan Zee: p.e.m. holandés, de 108 MW, que entró en funcionamiento en el año 2007.
<http://www.noordzeewind.nl/>
- [159] Ems Emden: p.e.m. situado cerca de la costa de Emden (Alemania), de 4,5 MW, que entró en funcionamiento en octubre de 2004.
- [160] Frederikshavn: p.e.m. situado cerca de la costa de Frederikshavn (Dinamarca), de 7,6 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2003.
- [161] Greater Gabbard: p.e.m. localizado en Sizewell (Gran Bretaña), de 504 MW, que entró en funcionamiento en el año 2012.
<http://www.sse.com/GreaterGabbard/>
- [162] Gunfleet Sands: p.e.m. localizado en Clacton, al Este de Inglaterra, de 172,8 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2010.
<https://orsted.co.uk/en/Generating-energy/Offshore-wind/Our-wind-farms>

Referencias

- [163] Hooksiel Demonstration: proyecto eólico marino de demostración situado en Wilhelmshaven (Alemania), de 5 MW, que entró en funcionamiento en octubre de 2008.
- [164] Horns Rev 1: p.e.m. danés situado en el Mar del Norte, de 160 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2002.
<https://web.archive.org/web/20101121000931/http://www.hornsrev.dk/index.en.html>
- [165] Horns Rev 2: p.e.m. danés situado en el Mar del Norte, de 209,3 MW, que entró en funcionamiento en enero de 2010.
<https://web.archive.org/web/20101116113126/http://www.dongenergy.com/Hornsrev2/EN/Pages/index.aspx>
- [166] Hywind Demonstration: proyecto eólico marino de demostración situado a 10 km de la costa de Karmoy (Noruega), de 2,3 MW, que entró en funcionamiento en septiembre de 2009.
- [167] Irene Vorrink: p.e.m. localizado en el lago IJsselmeer cerca de la costa de Dronten y Lelystad (Holanda), de 16,8 MW, que entró en funcionamiento en el año 1997.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_20361_irene-vorrink.php
- [168] Jeju Demonstration: proyecto eólico marino de demostración situado cerca de la Isla de Jeju (Corea del Sur), de 2 MW, que entró en funcionamiento en agosto de 2011.
- [169] Kamisu: p.e.m. situado cerca de la costa de Kashima (Japón), de 14 MW, que entró en funcionamiento en julio de 2010.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_15894_kamisu.php
- [170] Kemi Ajos: p.e.m. situado en la costa de Ajos (Finlandia), de 30 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2008.
- [171] Kentish Flats 1: p.e.m. localizado en Whitstable (Gran Bretaña), de 90 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2005.
<https://powerplants.vattenfall.com/en/kentish-flats>
- [172] Lely: p.e.m. localizado cerca de la costa de Medemblik (Holanda), de 2 MW, que entró en funcionamiento en junio de 1994.

- [173] Lillgrund: p.e.m. situado en la costa de Malmö (Suecia), de 110,4 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2007.
<https://corporate.vattenfall.se/om-oss/var-verksamhet/var-elproduktion/vindkraft/lillgrund-vindkraftpark/>
- [174] London Array 1: p.e.m. localizado en el estuario del río Támesis en la región de Kent (Reino Unido), de 630 MW, que entró en funcionamiento en abril de 2013.
<http://www.londonarray.com/>
- [175] Lynn and Inner Dowsing: p.e.m. situado en Skegness (Reino Unido), de 194,4 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 2009.
<https://www.power-technology.com/projects/lynnandinnerdowsing/>
- [176] Middelgrunden: p.e.m. danés, de 40 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 2001.
<http://www.middelgrunden.dk/>
- [177] North Hoyle: p.e.m. localizado en la región Norte del País de Gales (Reino Unido), de 60 MW, que entró en funcionamiento en julio de 2004.
https://www.thewindpower.net/windfarm_es_7391_north-hoyle.php
- [178] Nysted 1: p.e.m., también conocido por Rødsand 1, localizado en la región de Lolland (Dinamarca), de 165,6 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2003.
https://www.thewindpower.net/windfarm_es_1145_nysted.php
- [179] Nysted 2: p.e.m., también conocido por Rødsand 2, localizado en la región de Lolland (Dinamarca), de 207 MW, que entró en funcionamiento en octubre de 2010.
https://www.thewindpower.net/windfarm_es_7400_rodsand-ii.php
- [180] Ormonde: p.e.m. situado en la región de Cumbria (Reino Unido), de 150 MW, que entró en funcionamiento en febrero de 2012.
<http://www.vattenfall.co.uk/en/ormonde.htm>
- [181] Pöri Offshore 1: proyecto eólico marino de demostración situado en Tahkoluoto (Finlandia), de 2,3 MW, que entró en funcionamiento en septiembre de 2010.

Referencias

- [182] Princess Amalia Windpark: p.e.m., también conocido por Q7, localizado IJmuiden (Holanda), de 120 MW, que entró en funcionamiento en junio de 2008.
<https://www.power-technology.com/projects/princess-amalia/>
- [183] Rhyl Flats: p.e.m. situado en Rhos Point (Reino Unido), de 90 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2009.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_10665_rhyl-flats.php
- [184] Robin Rigg: p.e.m. situado en Solway Firth (Reino Unido), de 180 MW, que entró en funcionamiento en abril de 2010.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_7392_robin-rigg.php
- [185] Ronland: p.e.m. danés cerca de la costa, de 17,2 MW, que entró en funcionamiento en enero de 2003.
<http://www.roenland.dk/>
- [186] Rudong Intertidal Demonstration: p.e.m. de demostración localizado en la región china de Jiangsu, de 30 MW, que entró en funcionamiento en septiembre de 2010.
- [187] Rudong 1 Intertidal: p.e.m. localizado en la región china de Jiangsu, de 48,3 MW, que entró en funcionamiento en noviembre de 2011.
<http://www.power-technology.com/projects/jiangsu-rudong-offshore-intertidal-wind-farm/>
- [188] Sakata: p.e.m. japonés cerca de la costa, localizado en la región de Yamagata, de 16 MW, que entró en funcionamiento en enero de 2004.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_15998_sakata.php
- [189] Samsø: p.e.m. danés cerca de la costa, de 23 MW, que entró en funcionamiento en febrero de 2003.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_7399_samsø.php
- [190] Scroby Sands: p.e.m. localizado en Caister (Reino Unido), de 60 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 2004.
<https://www.eonenergy.com/About-eon/our-company/generation/our-current-portfolio/wind/offshore/scroby-sands>
- [191] Setana: p.e.m. japonés cerca de la costa, localizado en la región de Hokkaido, de 1,32 MW, que entró en funcionamiento en abril de 2004.

- [192] Sheringham Soal: p.e.m. situado en la región de Norfolk (Reino Unido), de 316,8 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2012.
<http://www.scira.co.uk/>
- [193] Sprogo: p.e.m. danés situado en la región de Nyborg, de 21 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2009.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_8207_sprogo.php
- [194] Suizhong Demonstration: proyecto eólico marino de demostración localizado en la región china de Liaoning, de 1,5 MW, que entró en funcionamiento en noviembre de 2007.
- [195] Thanet: p.e.m. situado en la región de Kent (Reino Unido), de 300 MW, que entró en funcionamiento en septiembre de 2010.
<https://powerplants.vattenfall.com/en/thanet>
- [196] Thornton Bank 1: p.e.m. belga situado en la región de Vlaanderen, de 30 MW, que entró en funcionamiento en julio de 2009.
<http://www.c-power.be/>
- [197] Tuno Knob: p.e.m. danés localizado en Dyngby Strandla, de 5 MW, que entró en funcionamiento en mayo de 1995.
- [198] Utgrunden 1: p.e.m. localizado en Bergkvara (Suecia), de 10,5 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2000.
https://www.thewindpower.net/windfarm_es_1069_utgrunden-i.php
- [199] Vindeby: primer p.e.m., localizado en la región de Lolland (Dinamarca), de 4,95 MW. Entró en funcionamiento en septiembre de 1991 y desmantelado en septiembre de 2017.
- [200] Vindpark Vanern: p.e.m. localizado en Gäslingegrundet (Suecia), de 30 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2009.
<http://www.vindparkvanern.se/>
- [201] Walney 1: p.e.m. situado en la región de Cumbria (Reino Unido), de 183,6 MW, que entró en funcionamiento en mayo de 2011.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_7395_walney.php
- [202] Walney 2: p.e.m. situado en la región de Cumbria (Reino Unido), de 183,6 MW, que entró en funcionamiento en marzo de 2012.
https://www.thewindpower.net/windfarm_es_7395_walney.php

Referencias

- [203] Windfloat Demonstration: proyecto eólico marino de demostración localizado en Aguçadoura (Portugal), de 2 MW, que entró en funcionamiento en diciembre de 2011.
- [204] Xiangshui Intertidal Demonstration: proyecto eólico marino de demostración localizado en la región china de Jiangsu, de 4,5 MW, que entró en funcionamiento en febrero de 2010.
- [205] Yttre Stengrund: p.e.m. localizado en Öland (Suecia), de 10 MW. Entró en funcionamiento en septiembre de 2001 y desmantelado entre noviembre de 2015 y septiembre de 2016.
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_8209_yttre-stengrund-1.php

