

OPTIMIZING THE IMPLEMENTATION OF LARGE OFFSHORE WIND FARMS

Bahamonde García, Manuel Ignacio; Mena Nieto, Ángel
Universidad de Huelva

Nowadays the production of electricity from wind energy is very important for the energy mix in many countries, being the most established renewable energy worldwide.

At the end of 2015 there was 432,419 MW of wind power installed worldwide, of which 11,551 MW were for offshore wind farms. In that year a total of 96 marine wind farms were in operation, 18 under construction and dozens of licensed facilities were recorded. In addition, the growing number of marine deployments and the higher power of these, makes necessary the best guidance on alignments of wind turbines that reduce the action of contrails produced in their rotors to avoid loss of production.

The aim of this paper is to propose a criterion for the optimization of the implementation of large offshore wind farms in the design phase, based on geometric configurations of wind turbines so that the effects of wakes can be minimized and, therefore, the production of electric power maximized.

Keywords: wind energy; offshore wind farms; wakes; optimization

OPTIMIZACIÓN DE LA IMPLANTACIÓN DE GRANDES PARQUES EÓLICOS MARINOS

En la actualidad la producción de electricidad a partir de la energía eólica contribuye de forma importante en el mix energético de algunos países, siendo la renovable con mayor implantación a nivel mundial.

A final de 2015 había una potencia eólica total instalada a nivel mundial de 432.419 MW, de los que 11.551 MW correspondieron a parques eólicos marinos. En dicho año se contabilizaron un total de 96 instalaciones eólicas marinas en funcionamiento, 18 en construcción y decenas de instalaciones autorizadas. Además, del número creciente de implantaciones marinas también lo es la potencia de las mismas, lo que hace necesaria la mejor orientación en las alineaciones de los aerogeneradores que reduzcan la acción de las estelas producidas en sus rotores para evitar la pérdida de producción.

El objetivo del presente trabajo es proponer un criterio para la optimización de la implantación de grandes parques eólicos marinos en su fase de diseño, basadas en configuraciones geométricas de los aerogeneradores de manera que los efectos de las estelas se reduzcan al mínimo y, por tanto, se maximice la producción de energía eléctrica.

Palabras clave: energía eólica; parques eólicos marinos; estelas; optimización

Correspondencia: Manuel Ignacio Bahamonde García - bahamonde@uhu.es

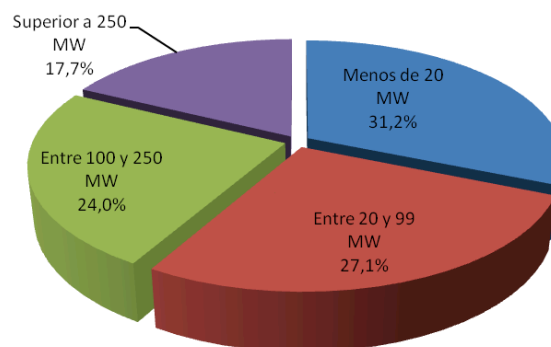
Agradecimientos: A Puertos del Estado del Ministerio de Fomento (Gobierno de España), por el acceso a la base de datos de la red exterior de boyas (REDEXT) del litoral español.

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 futuro prometedor.

En la figura 1 se indica la distribución porcentual del rango de potencia instalada en los parques eólicos marinos (pp.ee.mm.) en funcionamiento hasta final de 2015, donde el 31,2% corresponden a implantaciones con una potencia inferior a 20 MW, siendo la mayoría de ellos proyectos de demostración. El resto, esto es, el 68,8% 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 producidos en sus rotores. Entre las implantaciones con grandes potencias destacan los proyectos Greater Gabbard de 504 MW y London Array 1 con 630 MW, ambos de Reino Unido; y el proyecto danés Anholt de 399,6 MW.

Figura 1: Distribución de la potencia en pp.ee.mm. en funcionamiento



En relación a los pp.ee.mm. en construcción se contabilizaron un total de 18 implantaciones hasta final de 2015, de tal manera que sólo el 11,1% son de potencias inferiores a 20 MW.

En general, un parque eólico no produce el total de la energía que producirían los aerogeneradores aislados en condiciones favorables del viento (Manwell, McGowan & Rogers, 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 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 & Miller, 2007).

En este sentido, Esteban (2009) plantea una metodología de para 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 6 MW, y el diámetro de los rotores supera los 80 m, con las excepciones de los proyectos iniciales de demostración.

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 parque eólicos con más de dos alineaciones merece un estudio detallado basado en consideraciones geométricas según la direcciones más energéticas del viento en el emplazamiento.

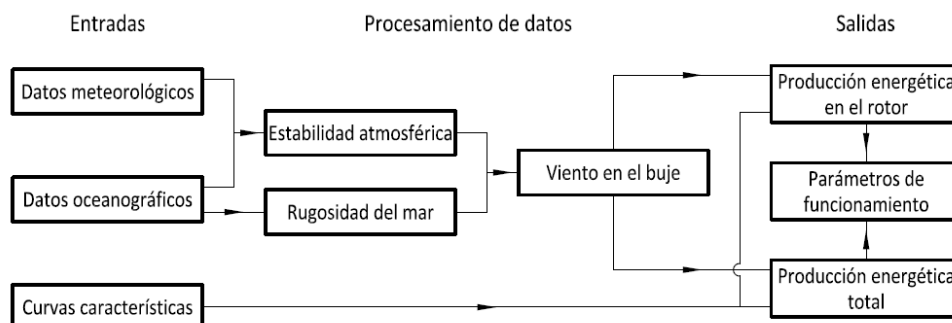
1.1. Estimación de la producción energética en condiciones marinas

En condiciones marinas el perfil de la velocidad del viento depende de la estabilidad atmosférica de la capa superficial y de la rugosidad de la superficie del mar que, si bien inferior a la terrestre, va a tener influencia en la velocidad de fricción que condiciona la estimación del viento a la altura del buje de un aerogenerador.

La determinación precisa del recurso eólico para la implantación de pp.ee.mm. requiere de mediciones meteorológicas y oceanográficas in situ, siendo una forma usual de obtenerlas mediante la instalación de torres de medidas con sensores a distintas alturas. No obstante, una alternativa viable y económica sería una red de boyas que abarque toda el área de implantación dotadas con equipos de medidas meteorológicas a 10 m sobre el nivel del mar (s.n.m.), que permitan su tratamiento y extrapolación en altura.

En la figura 2 se muestra un diagrama para la determinación de la energía producida por un aerogenerador donde los datos de entrada se completan con las curvas características del mismo, que proporciona el fabricante, y que tiene en cuenta, en el procesamiento de datos, las condiciones de variación de la estabilidad atmosférica y de la rugosidad de la superficie del mar.

Figura 2: Diagrama de la producción energética de un aerogenerador en condiciones marinas



Los datos de salida son los cálculos relativos al rotor del aerogenerador y a la energía de salida del generador eléctrico, los cuales determinan sus parámetros de funcionamiento, entre los que destacan el factor de carga y el número de horas equivalentes.

1.2. Estelas de los aerogeneradores

Existen diversos tipos de modelos para el estudio de las estelas simples y superpuestas en los parques eólicos que se revisan en Crespo, Hernández y Frandsen (1999). En la tabla 1 se indican los modelos de estelas más utilizados en las simulaciones.

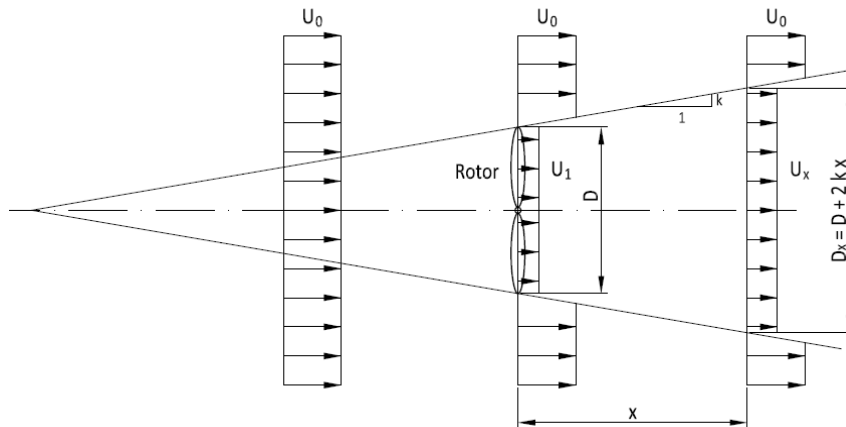
Tabla 1. Modelos de estela

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 cinemáticos 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 suelen realizar el cálculo de la turbulencia (Crespo et al., 2010).

En la figura 3 se representa el modelo cinemático de Jensen (1984), que fue adoptado en el modelo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Programs). 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 3: Representación de la estela del modelo de Jensen



Según la conservación de la cantidad de movimiento se puede obtener la ecuación del déficit de velocidad en función de una distancia, x , aguas abajo:

$$1 - \frac{U_x}{U_0} = \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{\left(1 + 2k \frac{x}{D}\right)^2} \quad (1)$$

siendo C_T el coeficiente de tracción, que caracteriza el empuje que experimenta el rotor de un aerogenerador y cuya curva es un dato del fabricante junto a las curvas de potencia y del coeficiente de potencia.

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.

En los pp.ee.mm. donde la rugosidad que presenta la superficie del mar y la turbulencia ambiental son pequeños, los efectos de las estelas pueden llegar a ser relativamente importantes (Crespo et al., 2010).

2. Objetivos

El objetivo principal que se plantea en la presente comunicación es el diseño, en la fase inicial del proyecto, del espaciado y de las alineaciones de aerogeneradores en los grandes pp.ee.mm. de tal forma que se optimice su producción energética por reducción del efecto de estela de sus rotores, todo ello a partir de la información disponible en las mediciones de datos que caractericen el potencial eólico de un emplazamiento marino. A continuación, se comentan los resultados obtenidos con los datos de la boya de Gran Canaria de la Red Exterior de boyas de aguas profundas (REDEX) de Puertos del Estado.

Si bien los resultados del método permiten una primera estimación gráfica de la implantación del proyecto eólico marino, antes de aplicar otros criterios de maximización, su configuración definitiva no cambiará de forma ostensible si se tiene en cuenta de forma prioritaria la energía del viento de series históricas de un número reducido de años que caracteriza su viabilidad energética.

En la primera parte se establecerá la menor distancia entre los aerogeneradores a partir de las condiciones de estabilidad atmosféricas de la capa superficial oceánica, que se encontrará entre seis y diez diámetros de rotor (6D a 10D), aunque este límite teórico también dependerá de la potencia a instalar y del área disponible para la implantación.

En la segunda parte se determinan 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. Asimismo el diseño geométrico se puede modificar por deformación de las dos formas básicas, e incluso se podrían plantear otras formas geométricas.

3. Metodología

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

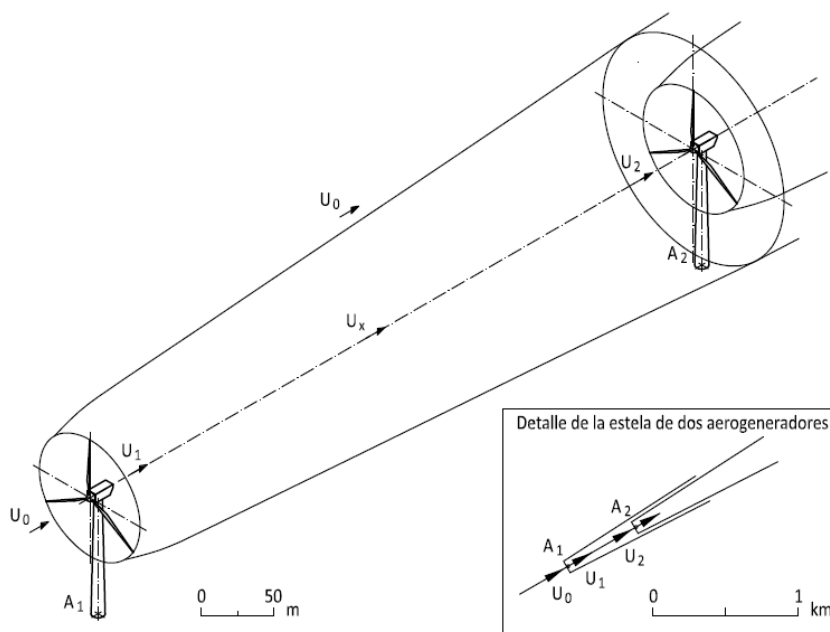
en el estudio inicial con el porcentaje de la estabilidad atmosférica en el emplazamiento. Siendo una posible relación la especificada en la tabla 2.

Tabla 2. 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 figura 4 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 grandes pp.ee.mm.

Figura 4: Interacción alineada de una estela simple

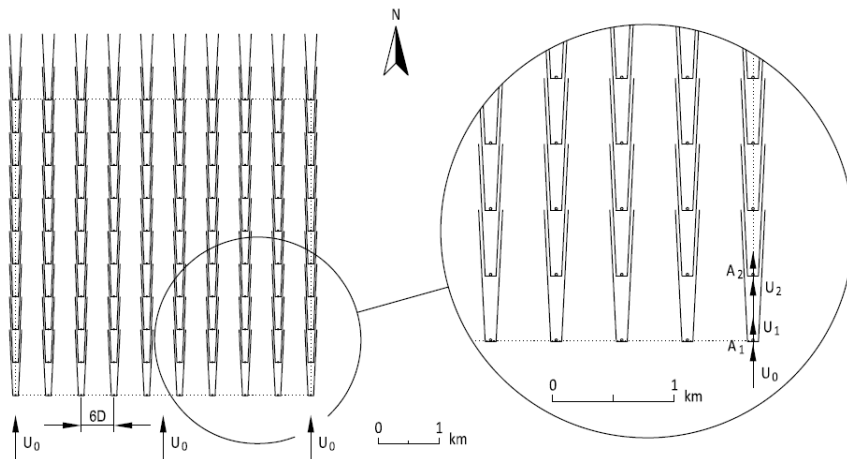


El modelo empleado es una aproximación de la situación real donde un hipotético tubo de corriente recibe continuas aportaciones del viento de la capa superficial oceánica, de tal forma que las estelas (simples o múltiples) se encuentran continuamente alimentadas de viento sin perturbar en largas distancias, 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.

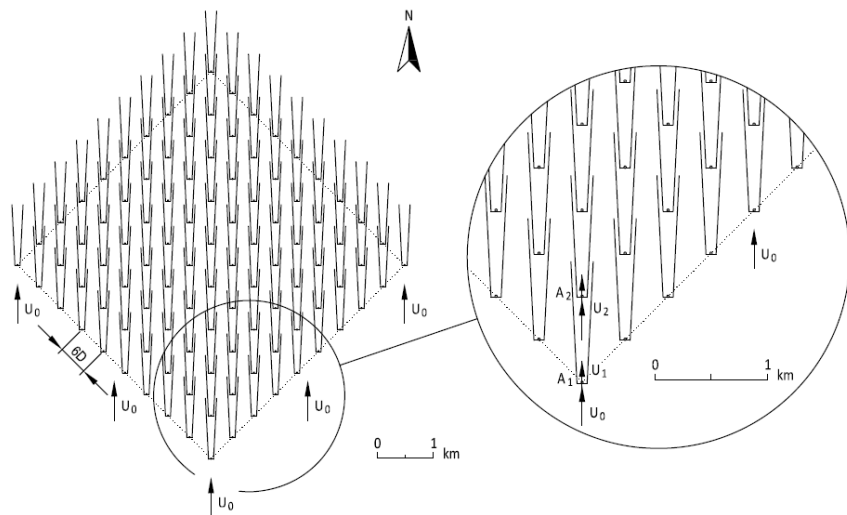
Para su descripción establecemos como datos de partida la implantación según una matriz cuadrada de 10x10 aerogeneradores de 90 m de diámetro, D , con una distancia mínima de seis diámetros de rotor, $6D$, y la dirección más energética del viento es Sur. En la figura 5 se establece una implantación con 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 5: Alineación según el lado de una matriz cuadrada



En la figura 6 se establece una implantación que mejora la anterior con una diagonal alineada con la dirección más energética según la procedencia del viento.

Figura 6: Alineación según la diagonal de una matriz cuadrada



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:

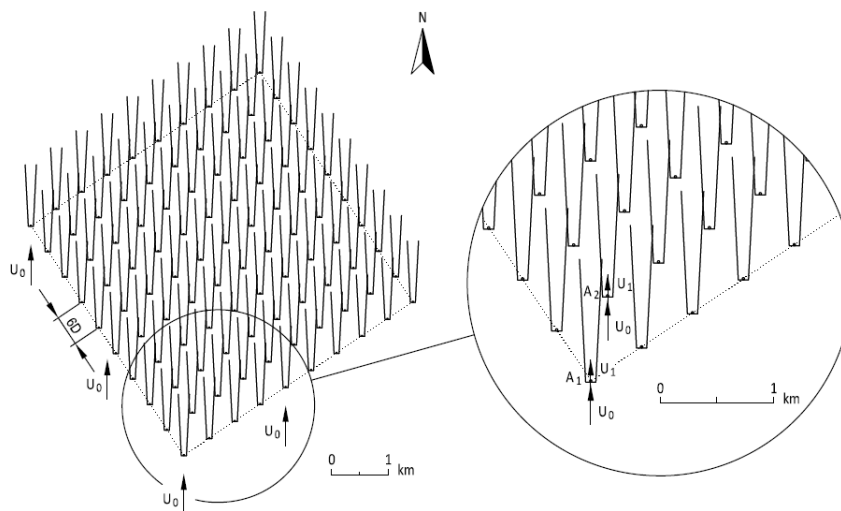
$$x = 6D\sqrt{2} \quad (2)$$

Luego, la velocidad del viento incidente en el rotor del segundo aerogenerador, A_2 , según el modelo cinemático descrito es:

$$U_2 = U_0 \left[1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - C_T})}{(1 + 12\sqrt{2}k)^2} \right] \quad (3)$$

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 rosa de los vientos de 16 direcciones, que en este caso explicativo es Sur. Así, en la figura 7 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 7: 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.

4. Resultados con datos REDEX de la boya de Gran Canaria

La boya de Gran Canaria ($28^\circ 11,6' N$, $15^\circ 48,4' W$), del tipo SeaWatch, de 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, de 90 m de diámetro de rotor, con el buje a 80 m s.n.m.

Inicialmente, la estabilidad atmosférica se determina mediante el número de Richardson bulk, Ri_B , que viene dado por la expresión:

$$Ri_B = \frac{g \cdot z \cdot (T_a - T_s)}{(273,15 + T_a) \cdot U_z^2} \quad (4)$$

siendo T_a la temperatura del aire, T_s la temperatura de la superficie del mar, g la aceleración de la gravedad, z la altura de medida del viento s.n.m. y U_z la velocidad del viento a dicha cota. Y dependiendo del valor obtenido, tenemos las siguientes estimaciones de la estabilidad atmosférica:

$$-0,01 \leq Ri_B \leq 0,01; \text{ atmósfera neutra}$$

$$Ri_B < -0,01; \text{ atmósfera inestable}$$

$$Ri_B > 0,01; \text{ atmósfera estable}$$

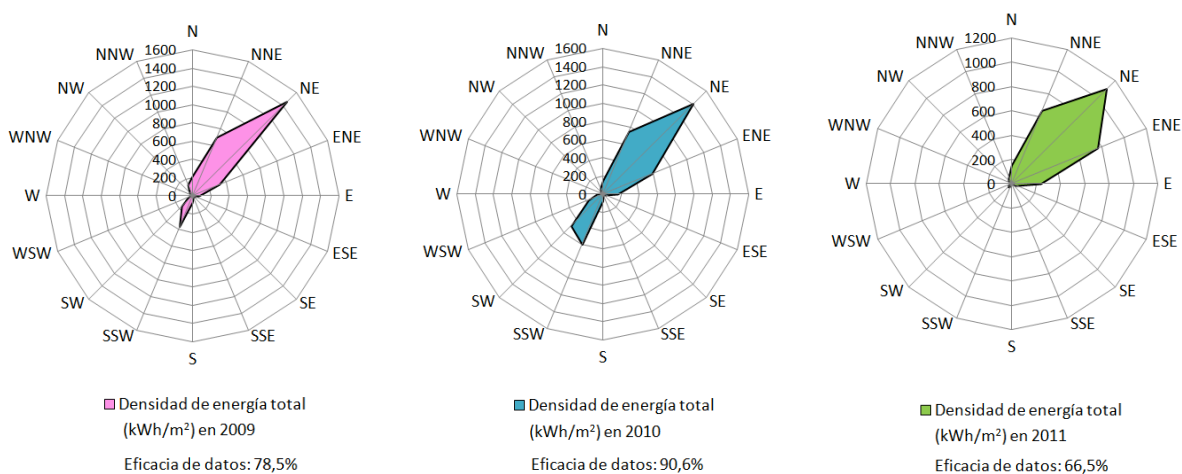
En la tabla 3 se resume el número de casos de estabilidad atmosférica de la capa superficial en el emplazamiento de la boya durante varios años, siendo el mayor número de casos de estabilidad neutra. Y siguiendo el criterio propuesto en la tabla 2 podemos tomar un espaciamiento mínimo de nueve diámetros de rotor, 9D.

Tabla 3. Estabilidad atmosférica en el emplazamiento

Atmósfera	Año 2009		Año 2010		Año 2011	
	n	%	n	%	n	%
Neutra	6.212	90,30	6.778	85,44	5.288	90,83
Inestable	543	7,89	1.032	13,01	465	7,99
Estable	124	1,80	123	1,55	69	1,19
	6.879		7.933		5.822	

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 figura 8. 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). La eficacia de datos da una medida de los datos válidos en cada año.

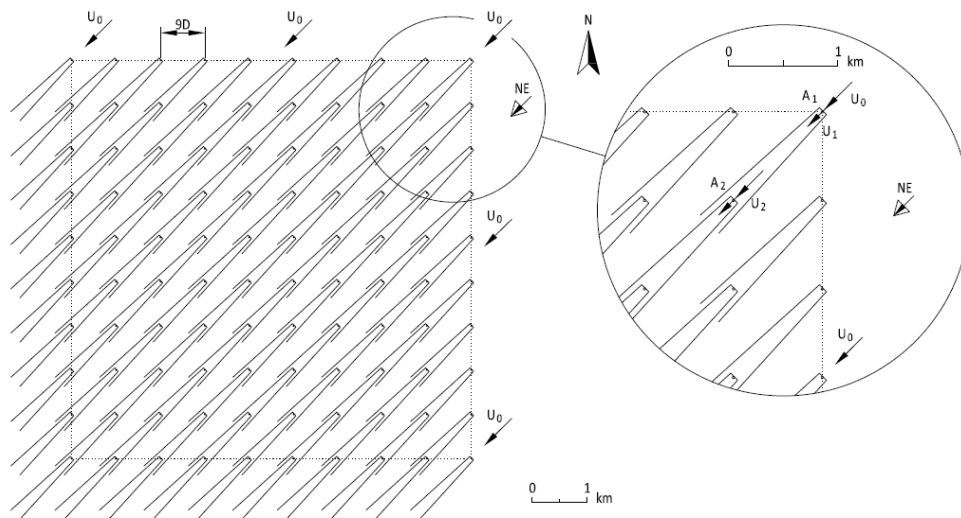
Figura 8: Distribución energética del viento a 80 m



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.

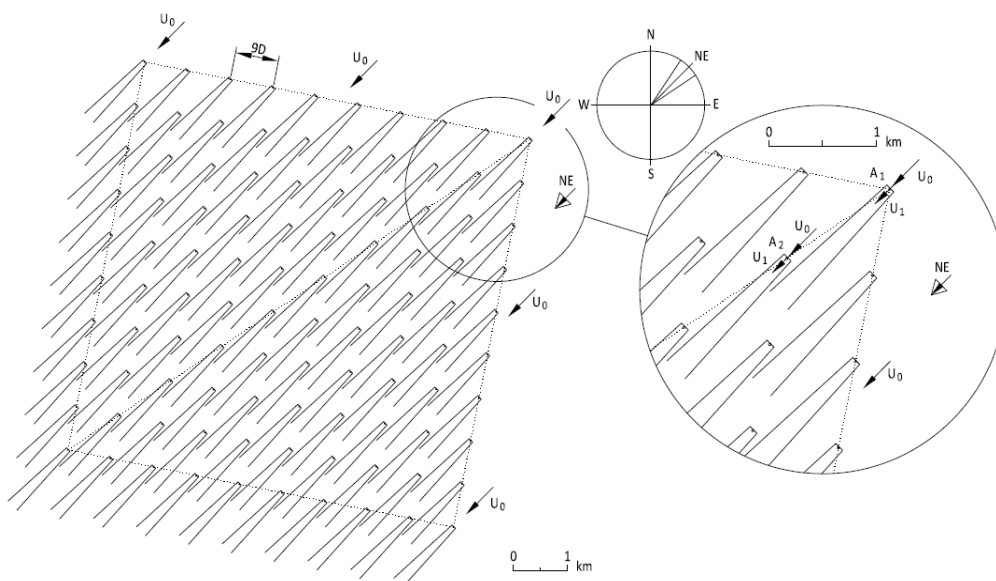
Así pues, como primera alternativa, en la figura 9 se establece una implantación de 10x10 aerogeneradores V90-3,0 MW con una diagonal en la dirección Noreste, NE.

Figura 9: Alineación según la diagonal en el emplazamiento de la boya de Gran Canaria



En la figura 10 se ha realizado la desalineación según la diagonal y se ha situado en un extremo del sector del valor central NE, esto es, en $56,25^\circ$. De esta forma se consigue que aumente el número de aerogeneradores que reciben viento sin perturbar, U_0 .

Figura 10: Desalineación según la diagonal en el emplazamiento de la boya de Gran Canaria



En la tabla 4 se indica la densidad de energía captada por dos aerogeneradores alineados según el valor central de las 16 direcciones en las que se divide el plano (rosa de los vientos). 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, siguiendo los criterios del modelo estudiado, dista del primero:

$$x = 9D\sqrt{2} \quad (5)$$

De esta forma se verifica de forma numérica y lo que se muestra en las gráficas de la figura 8, esto es, que la dirección de procedencia del viento que origina la mayor producción energética en los aerogeneradores es NE.

Tabla 4. Resumen de la energía captada por dos aerogeneradores

Rumbo	Año 2009				Año 2010				Año 2011			
	Frecuencia		Densidad de energía (kWh/m ²)		Frecuencia		Densidad de energía (kWh/m ²)		Frecuencia		Densidad de energía (kWh/m ²)	
	n	%	A ₁	A ₂	n	%	A ₁	A ₂	n	%	A ₁	A ₂
N	535	7,8	211	158	471	5,9	147	109	328	5,6	149	113
NNE	1532	22,3	688	515	1565	19,7	739	563	1075	18,5	649	501
NE	2478	36,0	1455	1117	2400	30,3	1402	1088	1850	31,8	1095	839
ENE	666	9,7	318	242	1135	14,3	582	450	1420	24,4	767	583
E	256	3,7	78	58	421	5,3	161	125	501	8,6	231	175
ESE	96	1,4	34	25	135	1,7	27	21	110	1,9	40	30
SE	49	0,7	23	17	58	0,7	6	4	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	76	69	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	493	430	84	1,4	36	29
WSW	115	1,7	47	39	165	2,1	170	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	71	55	124	2,1	60	46
Calmas	120	1,7	---	---	102	1,3	---	---	50	0,9	---	---
	6879				7933				5822			

5. Conclusiones

Se ha presentado un modelo de optimización para la implantación de grandes pp.ee.mm. según la distribución más energética 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.

6. Referencias

4C Offshore (2015). <http://www.4coffshore.com/windfarms/>

Bishop, I.D., & Miller, D.R. (2008). Visual assessment of off-shore wind turbines: The influence of distance, contrast, movement and social variables. *Renewable Energy*, 32, 814-831.

Crespo, A., Hernández, J., & Frandsen, S. (1999). Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms. *Wind Energy*, 2, 1-24.

Crespo, A., Migoya, E., García, J., Manuel, F.J., & Prieto, J.L. (2010). Efecto de las estelas en los parques eólicos. Ponencia en Congreso: Solar Decathlon Europe 2010. Madrid.

Esteban, M.D. (2009). *Propuesta de una metodología para la implantación de parques eólicos offshore*. Tesis. Madrid: E.T.S. de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Frandsen, S., Barthelmie, R., Pryor, S., Rathmann, O., Larsen, S., Højstrup, J., & Thøgersen, M. (2006). Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy*, 9, 39-53.

GWEC (2016). Global wind statistics 2015. Global Wind Energy Council.

Jensen, N.O. (1983). *A note on wind generator interaction*. Informe técnico. Roskilde, Dinamarca: Risø National Laboratory. Risø-M-2411. 18 pp.

Manwell, J.F., McGowan, J.G., & Rogers, A.L. (2009). *Wind energy explained: Theory, design and application*. 2ª edición. Chichester (West Sussex): John Wiley & Sons Ltd.

Méchali, M., Barthelmie, R., Frandsen, 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. Atenas (Grecia).

Samorani, M. (2013). The wind farm layout optimization problem. En P.M. Pardalos et al (Eds.), *Handbook of wind power systems* (pp 21-38). Berlín: Springer.