



Universidad de Cantabria  
Escuela Politécnica de Minas y Energía



TRABAJO DE FIN DE GRADO

Para acceder al título de  
GRADO EN INGENIERÍA DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DE UN PARQUE  
EÓLICO MARINO EN LA PENÍNSULA IBÉRICA:

DISEÑO, PREVISIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN BASE AL RECURSO  
Y COMPARATIVA CON OTROS EMPLAZAMIENTOS.

Autor: María Talavera Matey

Tutor académico: Pablo Castro

Tutor profesional: Albert Meseguer

Coordinador: Raúl Husillos

Septiembre 2017



Quisiera dar las gracias a todo aquel que haya aportado algo, mucho o poco, a este proyecto y al ciclo que se cierra con él. Seguro que me dejo a alguien por el camino, por favor, que me disculpe.

A mi tutor de la Escuela, Pablo Castro, gracias por tener tanta paciencia, por hacer siempre un hueco para los alumnos y por dedicarnos más tiempo del que tienes disponible. Pero, sobre todo, por hacerlo siempre con una sonrisa. Gracias a Ramón Lecuna que, sin tener porqué, me ha dado apoyo en una parte muy importante de este proyecto y ha conseguido hacer simple lo que era casi imposible. A Raúl Husillos por no darse por vencido. A Ana Gema por implicarse con cada uno de nosotros como si fuéramos el único. Gracias a todos los miembros de la escuela por conseguir que salgamos al mundo, al menos, con un poquito más de ilusión. Cómo no, a mis compañeros, que sin ellos nunca hubiese llegado hasta aquí.

Quiero expresar mi agradecimiento también al Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria. En concreto al grupo de Energía e Ingeniería Offshore con Raúl Guanche a la cabeza, por darme la oportunidad de trabajar con ellos y poder apreciar el valor que supone tener un equipo de personas como éste trabajando en Cantabria.

Pero sobre todo tengo que dar las gracias al que ha sido mi guía en todo este proceso, Albert Meseguer. Gracias por tener, otra vez, tanta paciencia y por hacerme hueco hasta los domingos. He aprendido muchísimo de ti y espero que nos volvamos a cruzar en algún punto del camino. Te deseo toda la suerte del mundo, aunque no la necesitas.

Por último, a mi familia. Siempre me ha apoyado y gracias a eso soy la persona que soy en todos los aspectos de mi vida. A mi padre, que siento que no pueda compartir esto conmigo y a mi madre por ser la mujer más fuerte del mundo. Gracias.

*A José Luis Talavera*

# Tabla de contenido

- 1-Introducción ..... 4
- 2-Alcance y objetivos ..... 6
- 3- Estado del arte ..... 8
  - 3.1 Introducción ..... 8
  - 3.2 La producción de electricidad como objetivo principal ..... 8
    - Las fuentes de energía renovables..... 9
    - Aportación de la energía eólica..... 10
  - 3.3 Estudio de los parques existentes más representativos ..... 13
    - 3.3.1 Parques tipo ..... 14
    - 3.3.2 Conclusiones..... 20
- 4-Metodología de investigación..... 23
  - 4.1 Introducción ..... 23
  - 4.2 Diagrama de flujo ..... 24
  - 4.3 Soporte informático ..... 26
  - 4.4 Búsqueda de una localización ..... 27
  - 4.5 Diseño..... 27
    - 4.5.1 Elección de una turbina..... 27
    - 4.5.2 Disposición de las turbinas..... 28
    - 4.5.3 Test de modelos genéricos..... 36
    - 4.5.4 Diseño para los datos de viento reales ..... 43
  - 4.6 Previsión de la producción ..... 45
    - 4.6.1 Modelo basado en la curva de potencia ..... 46
    - 4.6.2 Modelo basado en BEM o BEMT (Blade Element Momentum Theory)..... 46
    - 4.6.3 Aplicación de los modelos..... 53
- 5- Aplicación a caso práctico ..... 58
  - 5.1 Definición del parque ..... 58
    - 5.1.1 Localización ..... 58
    - 5.1.2 Datos de viento ..... 66
    - 5.1.3 Batimetría..... 69
    - 5.1.4 Turbina y subestructura ..... 70
    - 5.1.5 Esquema del parque..... 72
  - 5.2 Características del parque resultante ..... 79





5.3 Resultados de producción .....	82
5.3.1 Comparación de los métodos CP y BEM. ....	82
5.3.2 Variabilidad de resultados.....	83
5.3.3 Análisis de los resultados .....	85
5.4 Dimensionamiento eléctrico .....	88
5.4.1 Tipo de transmisión eléctrica .....	88
5.4.2 Tramos diferenciables .....	88
5.4.3 Interconexión de los aerogeneradores .....	88
5.4.4 Elementos del sistema eléctrico.....	90
5.4.5 Dimensionamiento de Media Tensión .....	92
5.5 Comparación con otras ubicaciones alineadas .....	103
5.5.1 Características de cada ubicación .....	104
5.5.3 Optimización económica en función de la producción y del dimensionamiento para la ubicación definitiva .....	118
6-Conclusiones .....	126
6.1 Localización .....	126
6.2 Diseño del parque: .....	127
6.2.1-Geometría del parque.....	127
6.2.2-Disposición de los aerogeneradores unos respecto a otros .....	128
6.3 CP vs BEM.....	128
6.4 Dimensionamiento eléctrico .....	129
6.5 Comparativa con otras ubicaciones cercanas .....	129
6.6 Resumen de resultados.....	130
7-Bibliografía .....	131







## 1-Introducción

Cada año que pasa, los recursos de los que dispone el planeta tierra para abastecer nuestras necesidades de consumo se agotan antes. Tanto, que a mediados de agosto de este 2017, ya habíamos consumido todos los que la tierra genera en un año. En España, necesitamos 2,5 planetas al año y es peor en otros lugares como EEUU, donde agotan ellos solos hasta 5. Según el Informe Planeta Vivo, elaborado por WWF (World Wildlife Fund) [1], disponemos de 30 años para cambiar esta tendencia mediante dos factores clave: la alimentación y la energía. El cambio hacia energías que no consuman combustibles fósiles es básico para lograr este fin.

## La Humanidad agotará su «presupuesto ecológico» el 2 de agosto

» El Día de la Sobrecapacidad de la Tierra, que se calcula desde 1986, llega más temprano cada año. «Si redujéramos las emisiones de carbono a la mitad, la fecha retrocedería 89 días», insisten desde WWF

FUENTE: WWW.ABC.ES

Salvar el planeta, además de ser vital para la persistencia de la vida en ella, puede ser tan rentable económicamente como lo fue en su día la explotación de los combustibles fósiles. El modelo de crecimiento ha cambiado y la tendencia actual incluye la sostenibilidad como premisa ineludible. De hecho, tras el reciente anuncio del presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, de su salida del acuerdo de París, grandes compañías petroleras como Exxonmobil o Shell han mostrado su desacuerdo con esta medida. Entre los motivos que les mueven a ello, se encuentra la inversión millonaria que estas compañías han llevado a cabo en planes de investigación y desarrollo de fuentes de energías limpias ante la bajada que el precio del crudo lleva experimentando desde 2014 [2].

Según la BBC, en la última década se ha abaratado muchísimo el costo de aprovechar las fuentes de energía renovables como la energía solar, la hidroeléctrica y el viento. Tanto que algunas investigaciones señalan que estas alternativas pueden resultar más baratas que la electricidad convencional distribuida en red y que pueden generar ahorros, por lo que las empresas ven este sector cada vez más atractivo. “Walmart, por ejemplo, afirma que ahorra US\$1.000 millones al año al obtener una cuarta parte de la energía que consume de fuentes renovables” [2].

En cuanto a la instalación de este tipo de fuentes de energía, el pasado año 2016, se detuvo la inversión de manera considerable, excepto en el caso de la eólica marina. “Los compromisos de gasto de capital de esta tecnología alcanzaron los 29.900 millones en 2016, un aumento del 40% respecto al año anterior, ya que los desarrolladores se aprovecharon de la mejora de la economía, como resultado de unas turbinas más grandes y mejores conocimientos para la construcción”.

Jon Moore, director ejecutivo de BNEF (Bloomberg New Energy Finance<sup>1</sup>), comenta que “el registro de la energía eólica marina del año pasado muestra que esta tecnología ha hecho grandes progresos en términos de coste-eficiencia, y para demostrar su fiabilidad y rendimiento.

---

<sup>1</sup> BNEF: Compañía de servicios de noticias, datos y análisis independientes dirigido a los responsables de la toma de decisiones en materia de energía renovable y mercados de carbono.



Europa registró 25.800 millones de la inversión eólica en alta mar, pero también 4.100 millones fueron a parar a China, y los nuevos mercados se preparan en América del Norte y Taiwán” [3].

En España, la política energética también está experimentando un cambio que, poco a poco, se va dejando notar. A principios de agosto de este 2017, el gobierno decidió el cierre definitivo de Garoña, la central nuclear más antigua de España. Según el ministerio de energía, las condiciones necesarias para la reapertura, supondrían una inversión tan elevada que la central dejaría de ser rentable. Las viejas centrales se quedan obsoletas y van dejando paso a las nuevas tecnologías como se puso de manifiesto en las últimas subastas de energía.

---

## La eólica creará entre 25.000 y 30.000 empleos para instalar los 4.600 MW adjudicados en las subastas de 2016 y 2017

Jueves, 27 de julio de 2017



ER

**Los 1.128 MW eólicos adjudicados ayer añaden protagonismo a la eólica, que ha logrado más de 4.600 MW en las subastas de 2016 y 2017. La instalación de los proyectos supondrá inversiones superiores a los 4.500 millones de euros y la creación de entre 25.000 y 30.000 empleos directos e indirectos en la fase de construcción.**

FUENTE: [WWW.ENERGIAS-RENOVABLES.COM](http://WWW.ENERGIAS-RENOVABLES.COM)

Con estas medidas, España se va acercando al compromiso de obtener el 20% de la energía de origen renovable para 2020 adoptado con la Unión Europea. Gran parte de esa energía procederá de la eólica convencional, pero la tecnología eólica marina no queda en el olvido. Canarias pretende ser un referente europeo en el desarrollo de nuevos modelos y prototipos de aerogeneradores offshore. De hecho, se van a crear tres áreas de ensayo para instalaciones de energía eólica marina en Gran Canaria, Tenerife y Fuerteventura, en las que empresas de este sector podrán probar sus proyectos y mostrarlos a sus clientes y donde se generarán 310 MW para volcar a la red canaria [4].

No obstante, se trata de tecnología flotante ya que, en las costas españolas es difícil encontrar zonas donde la profundidad permita instalar aerogeneradores marinos convencionales, pero no imposible.

## Portugal adelanta a España en la producción de energía eólica marina usando nuestra propia tecnología

» Los aerogeneradores instalados a solo 60 km de Galicia ya proporcionan electricidad mientras que aquí se renuncia a esta fuente renovable por la falta de un marco jurídico verdaderamente estable

FUENTE: [WWW.ABC.ES](http://WWW.ABC.ES)

“En el caso de la energía eólica marina, la paradoja española es total. En nuestro país no hay parques eólicos «offshore», solo algunos prototipos experimentales. Y sin embargo nuestras empresas son punteras a nivel mundial también en esta tecnología” [5].

Parece que el futuro de las fuentes de energía tiene un rumbo claro. España cuenta con las condiciones ambientales y con el desarrollo tecnológico corriendo a su favor. Queda pendiente la voluntad y el acuerdo político para no desaprovecharlo.





## 2-Alcance

Este estudio trata de poner en valor el recurso eólico marino existente dentro del territorio de la península ibérica. Se realizará un estudio completo desde la búsqueda de una localización, la configuración interna del parque hasta la previsión de las producciones. Durante este proceso, se ha necesitado crear metodologías de trabajo para cada paso y aplicarlo a un caso práctico.

En primer lugar, se lleva a cabo un estudio de las posibles localizaciones susceptibles de albergar unas instalaciones de aerogeneradores convencionales. Debido a la orografía, el mayor obstáculo que se encuentra tiene que ver con las grandes profundidades que se alcanzan a poca distancia de la costa. No obstante, hay zonas aptas para la construcción de un parque eólico como es la costa de Trafalgar, en Cádiz.

Una vez encontrado un emplazamiento con condiciones que posibilitan el proyecto, se procede a diseñarlo. Para ello, basándose en parques existentes, se decide planificar un parque formado por 20 turbinas NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) de 5 MW cada una, es decir, 100 MW en total. Se lleva a cabo un análisis minucioso mediante simulaciones informáticas de las disposiciones de los aerogeneradores dentro del parque. Para reproducir los casos, se usa una aplicación creada con el software *Matlab* por el *Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria*.

Siguiendo el modelo de estelas de Jensen, se crea un método de optimización de la distribución de las turbinas de forma que, teniendo en cuenta el recurso eólico de la zona, la generación sea máxima. Para la obtención de los datos de generación, se aplica la curva de potencia de las turbinas, la cual relaciona, sin tener en cuenta más parámetros, una velocidad de viento con una potencia.

Primeramente, se usa un modelo simplificado para observar los comportamientos más generales de las distintas distribuciones más habituales de este tipo de parques. Para este fin, se realizan simulaciones con velocidades de viento uniforme, de tal forma que se comparan los rendimientos dependiendo de la dirección. Así, unos diseños serán mejores cuando el viento sea muy direccional o, por el contrario, más distribuido.

Habiendo descartado los modelos menos convenientes para el caso actual, se introducen en el estudio los datos de viento reales, que tienen una velocidad variable, así como la dirección. A partir de aquí, entran en juego diferentes criterios como las distancias entre turbinas y el ángulo más favorable según la dirección predominante.

Una vez identificada la disposición óptima de los aerogeneradores, se comparan las producciones obtenidas con ambos métodos para una serie temporal de 20 años de los que se dispone información del recurso eólico.

Para ello, se utilizan dos métodos de previsión, el usado hasta ahora, basado en la curva de potencia de las turbinas, y el método BEM (Blade Element Momentum), mucho más complejo y preciso. Una vez obtenidos los datos en bruto, se idea otro método para poder llevar a cabo un tratamiento real de la información obtenida dada su envergadura.

El método de BEM, tiene en cuenta lo que le ocurre realmente a la turbina en su proceso de funcionamiento, su aceleración, tiempos de reacción etc. Por lo tanto, para cada dato horario de los 20 años, se genera una curva de viento turbulento para cada una de las 20 turbinas que componen el parque. Esto se traduce en más de 3,5 millones de curvas que gestionar informáticamente, lo que supone que un equipo convencional superaría los 100 años de trabajo



para la simulación. Por este motivo, se propone simplificar los resultados mediante curvas de probabilidad. Para cada velocidad comprendida entre 5 y 25 m/s, con un paso de 0,5 m/s, se crean aleatoriamente una serie de 25 curvas de viento turbulento. Con la media de estas, se generan unas curvas de probabilidad. Entonces, para cada dato horario de velocidad, se origina una variable aleatoria que, al introducirla en su curva correspondiente, devuelve el resultado de producción. Esto reduce el tiempo de cálculo hasta a unos pocos días haciendo posible el uso de este método.

Al comparar los resultados de generación obtenidos con el procedimiento de la curva de potencia y el método BEM con las curvas de probabilidad, se pone de manifiesto la sobrevaloración en las estimaciones del primero. Por ello, se dan por buenas las soluciones de BEM para llevar a cabo el análisis de las producciones.

Se observa que no se puede hablar de un año tipo ya que los datos de viento y en consecuencia los de generación son muy variables. Se plantea la posibilidad de dimensionar el sistema de evacuación de electricidad para una potencia menor que la instalada en caso de que compensase económicamente la diferencia. Para estudiar este caso, se analizan los resultados en intervalos de potencia alcanzada a lo largo de los 20 años. Se obtiene el número de horas que se está trabajando en cada franja y la energía producida durante ese tiempo. Los resultados dejan claro que la opción que se barajaba tiene que quedar completamente descartada ya que aproximadamente un 20% de toda la potencia generada se obtiene en tan sólo el 9% de las horas en las que los aerogeneradores están al 99% de su capacidad.

El siguiente paso es dimensionar el sistema de evacuación eléctrico. Desde los aerogeneradores hasta la subestación. Se calcula que, con la distancia que hay hasta la costa, no sería necesario construir una subestación offshore, con el ahorro económico que eso supone.

Se plantea en este punto la posibilidad de desplazar el parque en línea recta en dirección sur-suroeste, de manera que encare mejor el caudal que entra por el estrecho de Gibraltar. Para ello se proponen siete localizaciones distintas, siendo la primera de ellas y más cercana a la costa la proyectada hasta el momento. Se analizan los datos de viento de cada una de ellas y las producciones asociadas. Se observa que la generación comienza a aumentar, pero pasado un punto, disminuye de nuevo.

Con los mejores resultados, se recalcula para cada una de las localizaciones el dimensionamiento eléctrico correspondiente asignándole un coste. Como es de suponer, cuanto más distancia hasta la costa, más kilómetros de cable se necesitan además de más sección. De esta forma, se puede comparar la rentabilidad de cada uno de los emplazamientos según se supere o no la diferencia de ingresos por el aumento del recurso.

En este estudio, por tanto, se aglutinan todos los aspectos técnicos a tener en cuenta para poner en marcha un parque eólico offshore, dando total prevalencia en el estudio al recurso eólico. En él se basa el esquema del parque, el estudio de la distribución de las producciones y la comparativa con otras ubicaciones cercanas. Para este fin, además, se ha documentado todo con información de otros parques existentes y otros estudios y proyectos realizados con anterioridad.





### 3- Estado del arte

#### 3.1 Introducción

El desarrollo de los países está íntimamente ligado a la energía que son capaces de generar y, por lo tanto, que necesitan consumir. La dependencia energética de los territorios se ha convertido en un problema según han ido evolucionando y necesitando más recursos para continuar con su crecimiento. No todos los países cuentan con reservas de gas o de petróleo, como es el caso de España, donde se tiene que confiar en el abastecimiento por parte del resto de naciones. Debido al agotamiento de las provisiones de hidrocarburos a nivel mundial, y de los conflictos políticos con algunos países proveedores, cada vez se ha hecho más urgente la búsqueda de alternativas que satisfagan las necesidades de los territorios en este ámbito. Para documentar este apartado, se ha tomado como base principal el *Global Wind Report 2015*, elaborado por la asociación internacional *Global Wind Energy Council* [6].

#### 3.2 La producción de electricidad como objetivo principal

En los últimos años, la producción de electricidad ha experimentado un aumento considerable debido, sobre todo, a la creciente evolución de los países en desarrollo, principalmente en Asia (Ilustración 3.2). Como se puede observar en las gráficas de la ilustración 3.1, las fuentes principales de generación han ido variando. Desde el año 2000, el incremento en la producción ronda el 50% a nivel global, siendo mucho menor el europeo, que se mantiene más estable. Sin embargo, el crecimiento de las renovables es mucho más significativo en Europa, pasando de un 2% en total hasta un 18%, sumando sólo la energía eólica un 8% del cómputo total.

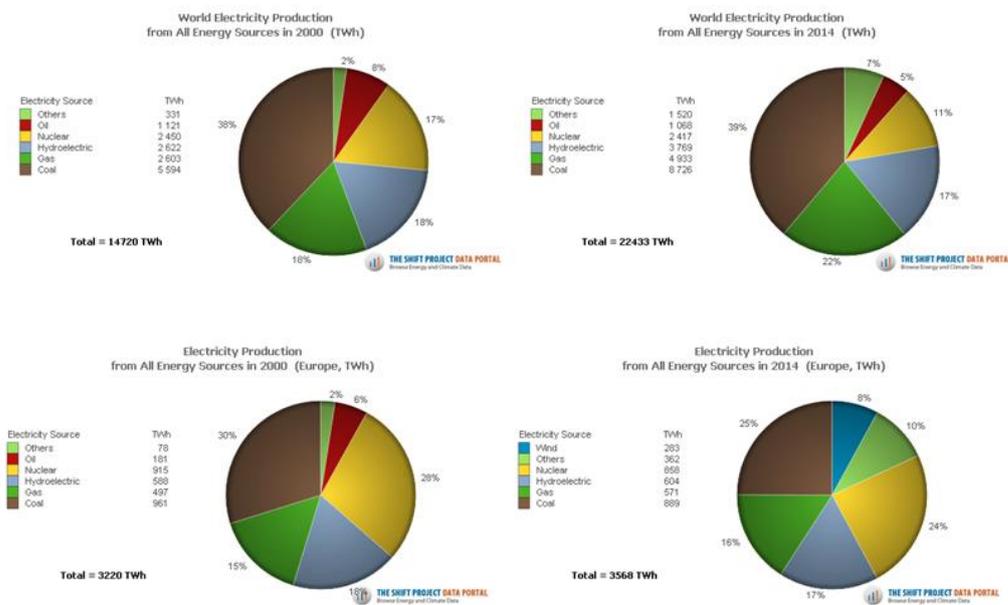


ILUSTRACIÓN 3.1. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD POR FUENTES A NIVEL GLOBAL Y DE EUROPA DEL 2000 Y 2014 [7]



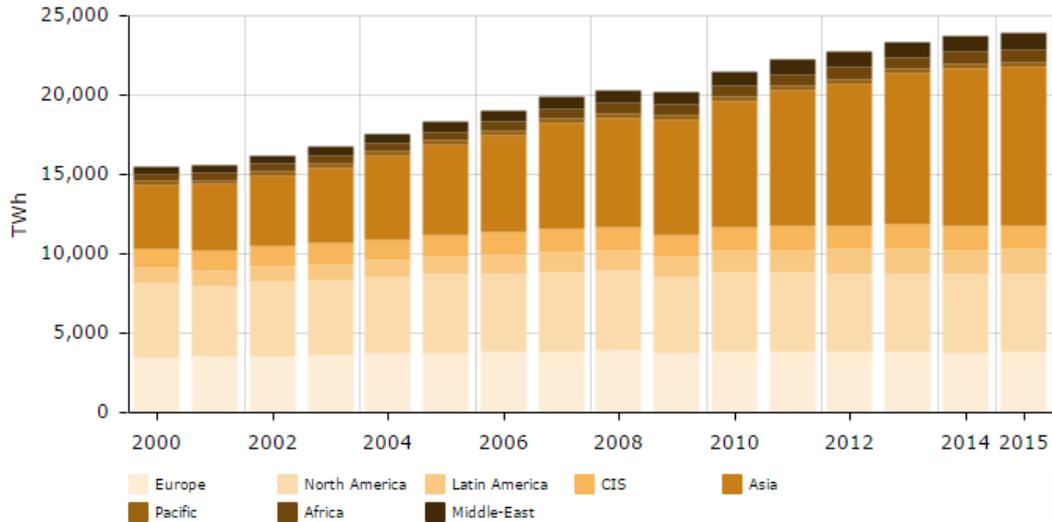


ILUSTRACIÓN 3.2. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL 2000-2015 POR ZONAS. [8]

### Las fuentes de energía renovables

Incluyendo la hidroeléctrica, las llamadas fuentes “alternativas”, son el segundo mayor contribuyente de la generación de electricidad a nivel mundial. En el año 2014, sumaron un 22,3% del total, después del carbón que alcanzó el 40,7%. Les siguen el gas, la energía nuclear y el petróleo (Il. 3.3). Por países, el mapa de la ilustración 3.5, muestra los porcentajes del año 2015, donde se puede apreciar que bastantes territorios superan el 60% en producción de electricidad mediante renovables. Desde 1990, este dato ha aumentado una media del 3,6% anual. Despreciando el aporte de la hidroeléctrica, que suma el 73,2% por sí misma, la cifra varía desde un 1,3% en 1990 hasta un 6% en 2014. Sólo en el año 2015, se instalaron 148 GW de fuentes limpias alrededor del mundo.

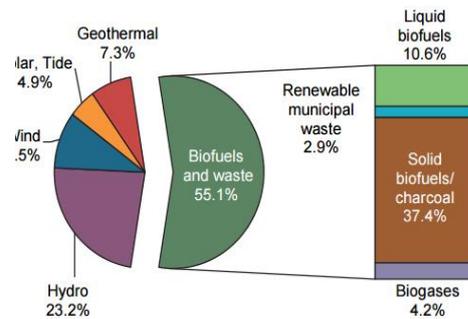
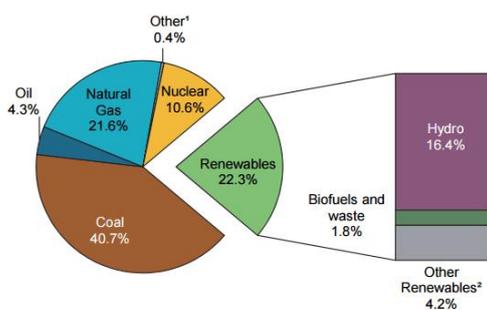


ILUSTRACIÓN 3.3. REPARTO DE FUENTE EN EL MUNDO (2014) [9]

ILUSTRACIÓN 3.4. GENERACIÓN POR RENOVABLES OCDE (2015) [9]

Por otra parte, en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)<sup>2</sup>, la producción por renovables alcanzó en 2015 los 2.471 TWh. En la gráfica de la Il. 3.4, se observa el reparto por fuentes de ese mismo año. Europa suministra el 47,5% de toda la electricidad renovable de los países de la OCDE [9].

<sup>2</sup> Miembros: Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Corea, Luxemburgo, Letonia, México, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, Eslovenia, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido, Estados Unidos.



Esto es debido, en parte, a los objetivos que la Unión Europea tiene marcados para 2020 y 2030 dentro de la política energética y climática de la UE. Para 2020, se han de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, se debe obtener el 20% de la energía de fuentes renovables y se debe mejorar la eficiencia energética en el mismo porcentaje. Para 2030, se establece una reducción del 40% de emisión de gases y alcanzar una cuota del 27% en renovables.

Hasta 2012, se redujeron los gases de efecto invernadero en un 18% y la cuota de las energías renovables pasó del 8,5% en 2005 al 14,1% en 2012 [10]. Por este motivo, la tendencia europea en materia de energía, se espera que siga por el mismo camino.

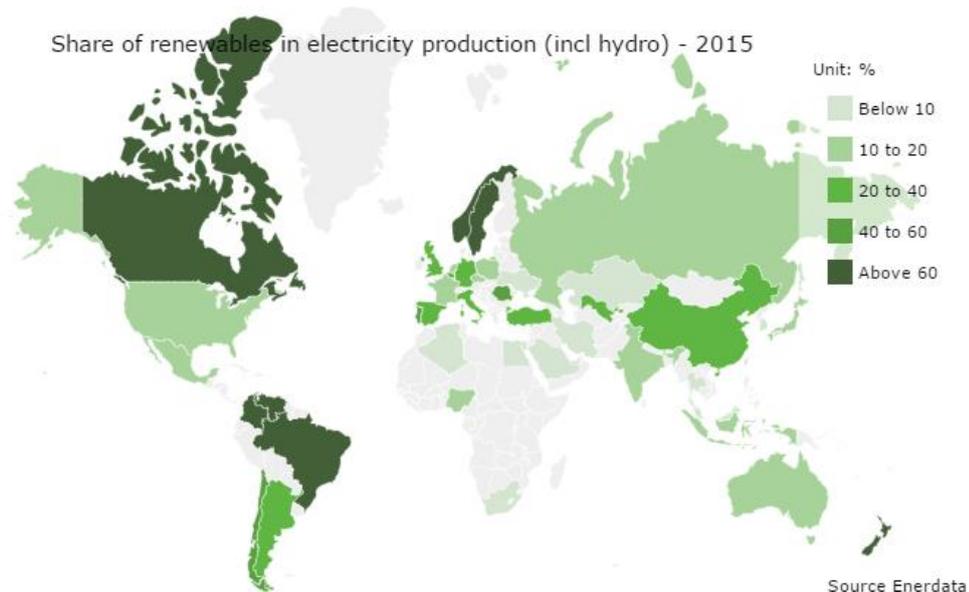


ILUSTRACIÓN 3.5. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE RENOVABLES 2015 [8]

## Aportación de la energía eólica

Dentro de las energías no convencionales, por detrás de los biocombustibles y la hidráulica, la eólica es la que más aporta al sistema eléctrico. A finales del año 2015, su producción había alcanzado globalmente 433 GW, alrededor de un 7% del total de capacidad de generación energética. Sólo en ese año, se añadieron 64 GW más, contribuyendo al creciente incremento como se puede observar en la gráfica 3.6. En total, se produjeron más de 950 TWh gracias al viento, lo que supuso un 4% de la generación total. Este porcentaje aumenta considerablemente en algunos países como Dinamarca, que produjo un 42% del total de su electricidad gracias a las turbinas. Para 2020, la Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA), estima que se instalarán un total de 230 GW más, de los cuales, 40 de ellos serán offshore.

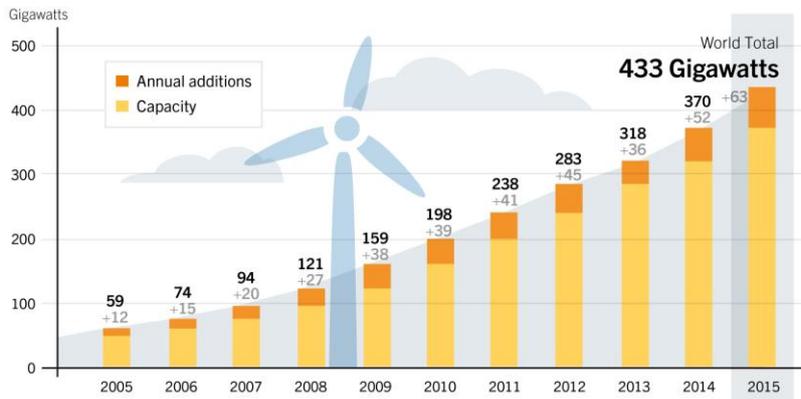
### Eólica marina

En la actualidad, de los 433 GW instalados, 12 se encuentran mar adentro. Hay 2.739 turbinas en 73 parques en 15 países distintos [11]. Según el informe de 2015 del Global Wind Energy Council (Global wind 2015 Report) [6], más del 91% de los parques eólicos marinos se encuentran en Europa. El 9% restante se localiza en China seguida por Japón y Corea del sur.



Globalmente, el país con más eólica marina instalada es el Reino Unido, que alcanza el 40% del total. En segundo lugar, Alemania alcanza el 27% seguida por Dinamarca (10,5%), Bélgica (6%), Países Bajos (3,5%) y Suecia (1,6). El resto de países europeos con capacidad offshore suman entre todos un 0,5%.

Wind Power Global Capacity and Annual Additions, 2005–2015



REN21 Renewables 2016 Global Status Report



ILUSTRACIÓN 3.6. CAPACIDAD NETA EÓLICA AÑADIDA A NIVEL GLOBAL 2005-2015 [12]

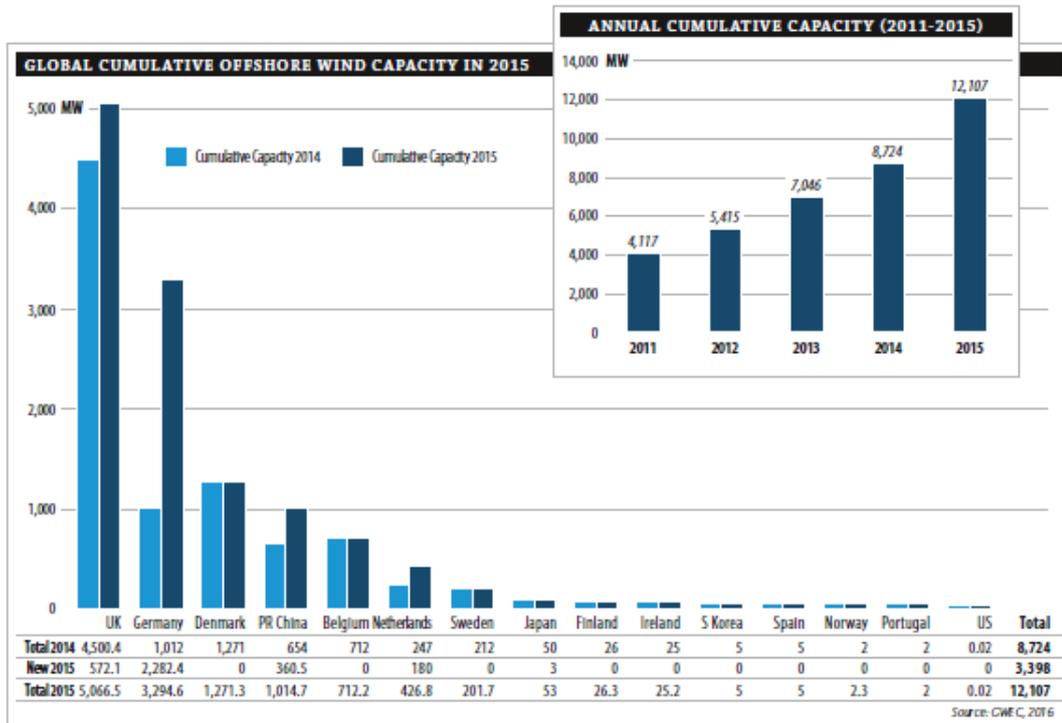


ILUSTRACIÓN 3.7. CAPACIDAD ACUMULADA EN LOS PAÍSES DE EUROPA [6]





A nivel europeo, el Reino Unido cuenta con 5 GW de turbinas offshore, seguido por Alemania con 3,2 GW, lo que supone un 46% y 30% respectivamente. En la gráfica de la ilustración 3.7, se puede analizar el aumento de capacidad experimentado desde 2014 a 2015, por países. En el caso de España, únicamente existe un prototipo de molino eólico de Gamesa, que se encuentra en pruebas y está situado en Arinaga (Gran Canaria).

Este tipo de turbinas, respecto a las instaladas en tierra, tienen la ventaja de que aprovechan mejor el recurso eólico. En el mar, el régimen de viento es más laminar y tiene una velocidad más constante, por lo que se alarga la vida útil de los aerogeneradores. Además, el impacto visual y acústico es mucho menor. En contrapartida, los costes de instalación son muy superiores. Esto es debido a dos factores: la cimentación, mucho más compleja en el mar, y la conexión eléctrica necesaria para llevar la energía a tierra.

Una de las partes esenciales en el diseño de un parque eólico es, por tanto, la base de anclaje. Los costes de ésta pueden suponer más de un 20% del total de la inversión [13]. Dependen directamente del tipo de turbina escogida, del diámetro y de la altura. Lo siguiente que se tiene en cuenta son las condiciones locales del lugar. La profundidad de las aguas, el tipo de suelo, el oleaje, las corrientes, la presencia de hielo...

Actualmente, se están desarrollando estructuras flotantes que permitirán la construcción de parques en grandes profundidades. Además, no afectarían a los caladeros de pesca ni tendrán el impacto visual que generan las más próximas a la costa. Por otro lado, los vientos a estas distancias son mayores, por lo que el rendimiento de los parques aumentaría considerablemente. En contrapunto, también lo hace la longitud del cableado a instalar para transportar la electricidad generada [14].

En los últimos años, los costes de las cimentaciones y anclajes están disminuyendo de manera notable. De hecho, el precio del megavatio se asemeja al valor de otras energías renovables. Se espera que para 2020 pueda reducirse el LCOE (levelized cost of electricity) hasta los 100€/MWh, y hasta los 90€/MWh en 2030 según un informe de E&Y de 2015 [15].

En cuanto al tipo de turbinas, la potencia media por cada una en aguas europeas es de 4,2 MW. La mayoría de aerogeneradores que se han dispuesto son de 3,6MW (los más antiguos) o de 5MW. Turbinas de un tamaño superior aún no están muy extendidas, aunque existen actualmente algunos parques con potencias de hasta 6MW.



### 3.3 Estudio de los parques existentes más representativos

Para la ejemplificación de un parque tipo, se han escogido una serie de complejos eólicos marinos distribuidos por toda Europa. Se ha optado por estudiar un conjunto con características muy diferentes entre sí. Pertenecen a varios países y se construyeron en años muy distintos, lo que da una idea de la evolución que han experimentado las turbinas o los diseños para conseguir optimizar el rendimiento.

Se han seleccionado seis proyectos, de uno de ellos, Thornton Bank, las fases 1 y 3 por ser representativas de esa evolución mencionada anteriormente relativa a la modernización de los molinos eólicos.

En la siguiente tabla se resumen sus principales características:

**TABLA 1. RESUMEN DE LOS PARQUES ESTUDIADOS. ELABORACIÓN PROPIA (EP)**

<b>Nombre oficial</b>	<b>Año de puesta en marcha</b>	<b>País</b>	<b>Potencia de las turbinas</b>	<b>Número de turbinas</b>	<b>Potencia total instalada</b>
Alpha Ventus	2010	Alemania	5 MW	12	60 MW
Kentish Flats 1	2005	Reino Unido	3 MW	30	90 MW
Thornton Bank 1	2009	Bélgica	5 MW	6	30 MW
Thornton Bank 3	2013	Bélgica	6 MW	18	108 MW
Ormonde	2012	Reino Unido	5 MW	30	150 MW
Bard Offshore 1	2013	Alemania	5 MW	80	400 MW
London Array 1	2013	Reino Unido	3,6 MW	175	630 MW





### 3.3.1 Parques tipo

#### Alpha Ventus

Situado en el mar del Norte, a más de 50 km de la costa y perteneciente a Alemania, el parque está compuesto por 12 turbinas de 5MW cada una. La mitad de ellas son *Areva Multibrid*, de 116 m de diámetro. Se sostienen sobre unas bases tipo trípode. Éstas consisten en un pilote central, apoyado en una estructura de la que nacen tres pilotes de acero más pequeños a los que transfiere los esfuerzos cuyo diámetro está en torno a 0,9 metros. Éstos están clavados en el suelo entre 10 y 20 metros (Ilustración 3.8).

Las otras 6 son REpower Senvion de 126m de diámetro de rotor. En 2012 obtuvo el record de "Capacity Factor"<sup>3</sup> a nivel mundial con un 55%. Se anclan en estructuras tipo Jacket que se inspiran en las torres petrolíferas. Se compone de una celosía que descansa sobre tres o cuatro patas ancladas al fondo marino. Se trata de una subestructura muy resistente, aplicable a profundidades entre 20 y 50 m (Ilustración 3.9).

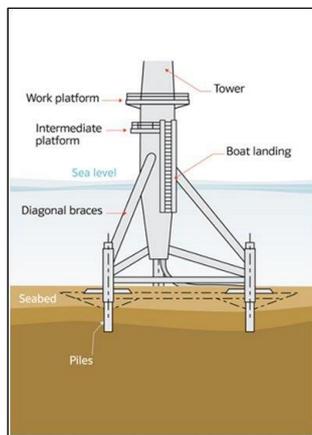


ILUSTRACIÓN 3.8. TRÍPODE [16]

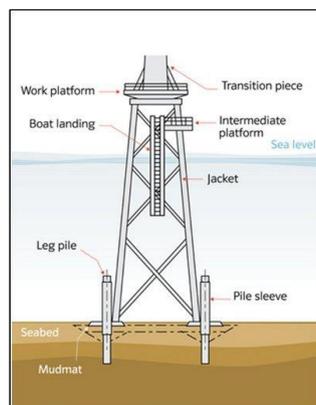


ILUSTRACIÓN 3.10. JACKET STRUCTURE [16]

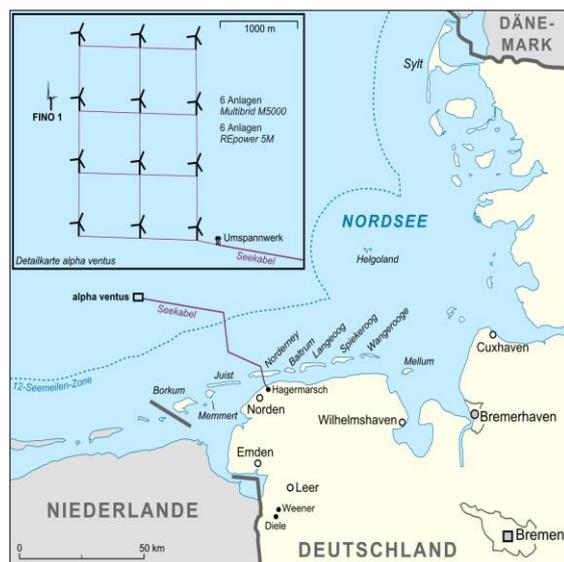


ILUSTRACIÓN 3.9. PARQUE EÓLICO ALPHA VENTUS [17]

<sup>3</sup> El *Capacity Factor* es un indicador del rendimiento del parque. Compara la producción real con la ideal. Se explica con más detalle en el apartado 4.5.4 del presente documento.



### Kentish Flats 1

Es un parque de 90 MW, situado en el mar del norte y perteneciente al Reino Unido. Consta de 30 turbinas Vestas V90 de 3MW cada una. Ocupa una superficie de 10 Km<sup>2</sup> y se encuentra a unos 10 km mar adentro. Este parque tiene la particularidad de que apenas tiene profundidad, sobre los 5 metros. Se asienta sobre las bases más comunes para este tipo de parques, el monopilote. Es una construcción sencilla consistente en un tubo de acero de unos 4 m de diámetro, clavado de 10 a 20 m en el suelo dependiendo del emplazamiento (Ilustración 3.11). Por la baja profundidad del agua, este tipo era el idóneo.

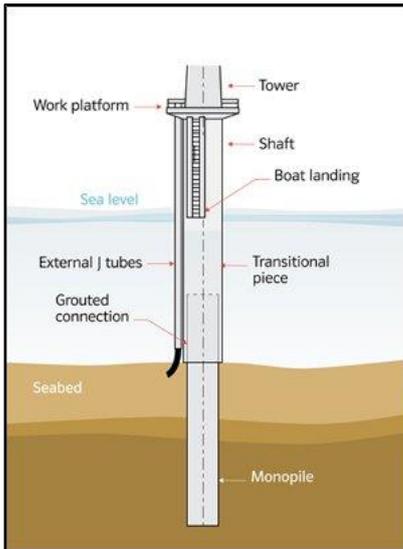


ILUSTRACIÓN 3.11. MONOPILETE [16]

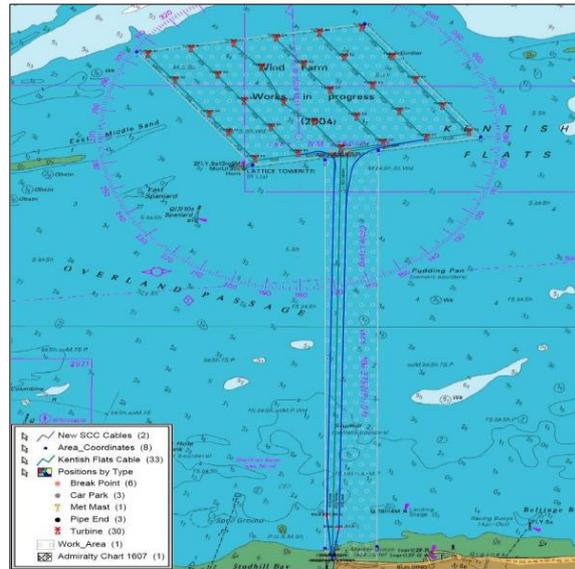


ILUSTRACIÓN 3.12. ESQUEMA KENTISH FLATS [18]



ILUSTRACIÓN 3.13. PARQUE KENTISH FLATS [18]



### Thornton Bank 1&3

Este complejo está situado en el mar del Norte, en Bélgica, a unos 25 km de la costa. Se llevó a cabo en tres fases diferenciadas y se divide físicamente en dos zonas (Il. 3.16). El sub-área A, situado a la izquierda suma 30 turbinas y el sub-área B, otras 24.

La primera fase (Thornton Bank 1), de 30 MW, consta de 6 turbinas de 5 MW cada una, ocupando una superficie aproximada de 1km<sup>2</sup>. Se asienta sobre una base por gravedad (GBS) como se observa en la Il. 3.15. Ésta técnica es muy parecida a la que se lleva a cabo para la construcción de puentes tradicionales. Se trata de un cajón de hormigón, que se rellena de grava o arena y sostiene al aerogenerador, como su propio nombre indica, por gravedad. Pudo llevarse a cabo porque la profundidad es pequeña, inferior a 28m, en caso contrario los precios serían prohibitivos. En la ilustración 3.16 se aprecia la estructura de la red de turbinas, siendo las de esta fase las de color amarillo.



ILUSTRACIÓN 3.14. THORNTON BANK 1 [18]

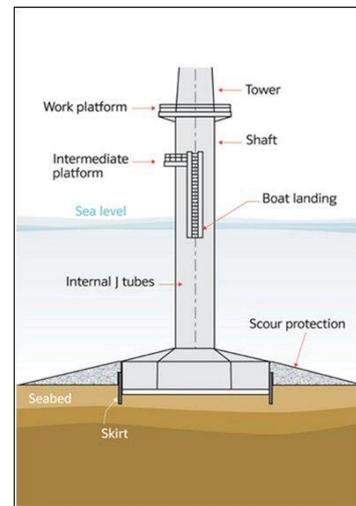


ILUSTRACIÓN 3.15. GBS [16]

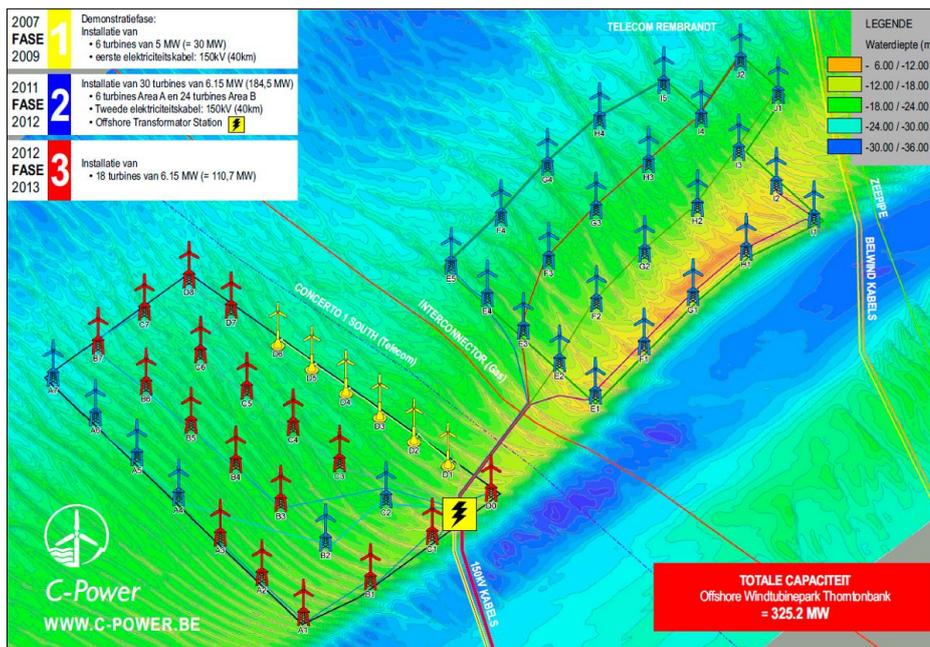


ILUSTRACIÓN 3.16. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE EÓLICO THORNTON BANK [18]



La segunda fase y la tercera se componen del mismo tipo de aerogenerador, REpower de 6,15 MW. En el caso de la segunda etapa se instalaron 30, sumando 184,5 MW. Se corresponden con el color azul en la imagen de la ilustración 3.16. En la tercera fase, se completó el parque con 18 turbinas más, aportando otros 110,7 MW. Todas éstas, a diferencia de las mencionadas en la primera parte, se asientan sobre estructuras tipo Jacket. En total,



ILUSTRACIÓN 3.17. THORNTON BANK 2-3 [19]

El sub-área A, se estima que se alcance una producción anual de 550-600 GWh, para la zona B, con 24 turbinas, entre 450 y 500 GWh [19]. En total, el parque con 325,2 MW, se espera que alcance los 1000 GWh anuales de producción.



## Ormonde

A diferencia de los otros parques, éste se encuentra en el mar de Irlanda. Perteneciente al Reino Unido, consta de 30 turbinas de 5MW cada una, en total, 150 MW instalados. En un primer momento, se pensó para crear una cogeneración entre la energía eólica y el gas, pero finalmente sólo se llevó a cabo el proyecto eólico.

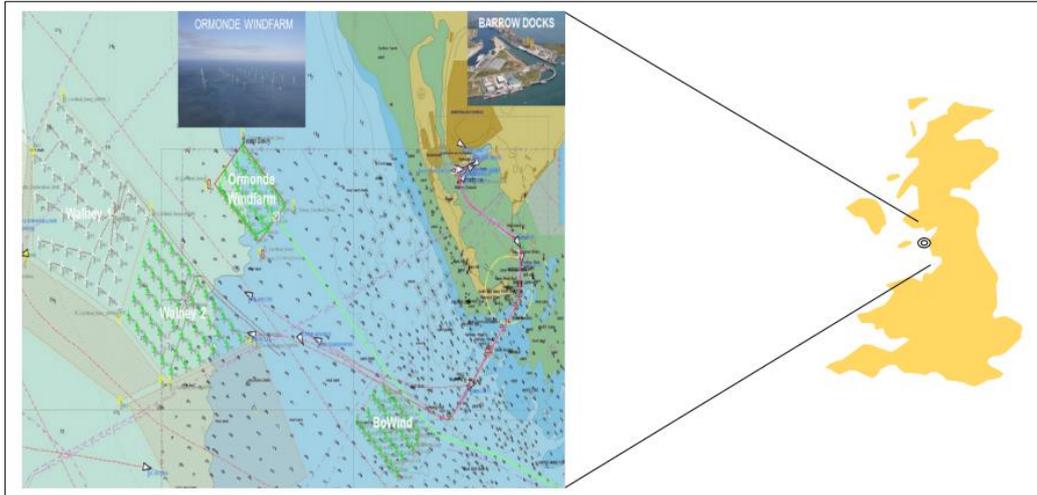


ILUSTRACIÓN 3.18. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO ORMONDE [20]

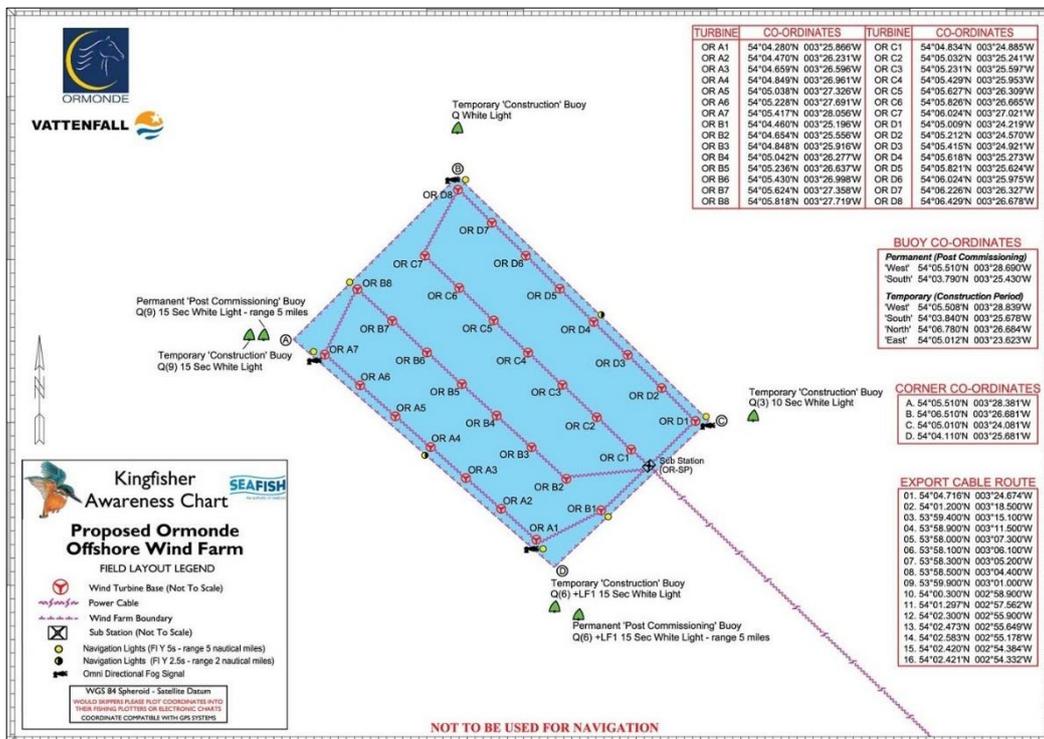


ILUSTRACIÓN 3.19. ESQUEMA DE LA ESTRUCTURA DEL PARQUE EÓLICO ORMONDE [18]

## Bard Offshore 1

El parque, en funcionamiento desde 2013, ocupa 59 km<sup>2</sup> y pertenece a Alemania. La particularidad de este frente al resto, es que se encuentra a una distancia de más de 90 km de la costa. Por este motivo, se decidió cambiar el tipo de transmisión eléctrica. En este caso es MVAC/HVDC. Para evitar las pérdidas por energía reactiva, se transmite en corriente continua, al tratarse de una línea demasiado larga hasta la conexión a tierra.

Se trata de un parque de 400 MW, capaz de producir 1,7 TWh de energía anual, lo bastante como para suministrar electricidad a casi 300.000 hogares.

Además, se asienta sobre una base *tripile*, consistente en tres patas “monopilote” como se aprecia en la ilustración 3.20.



ILUSTRACIÓN 3.20. TURBINA CON BASE TRIPILE DEL PARQUE BARD OFFSHORE 1 [18]



ILUSTRACIÓN 3.21. BARD OFFSHORE [21]



## London Array 1

Se trata del parque eólico offshore más grande del mundo hasta el momento presente. Con una capacidad de generación de 630MW, produjo durante 2015 un total de 2,5 TWh. Consta de 175 turbinas de 3,6 MW cada una. Tiene una extensión de 100 km<sup>2</sup> en el mar del Norte y se encuentra a unos 20 km de la costa.

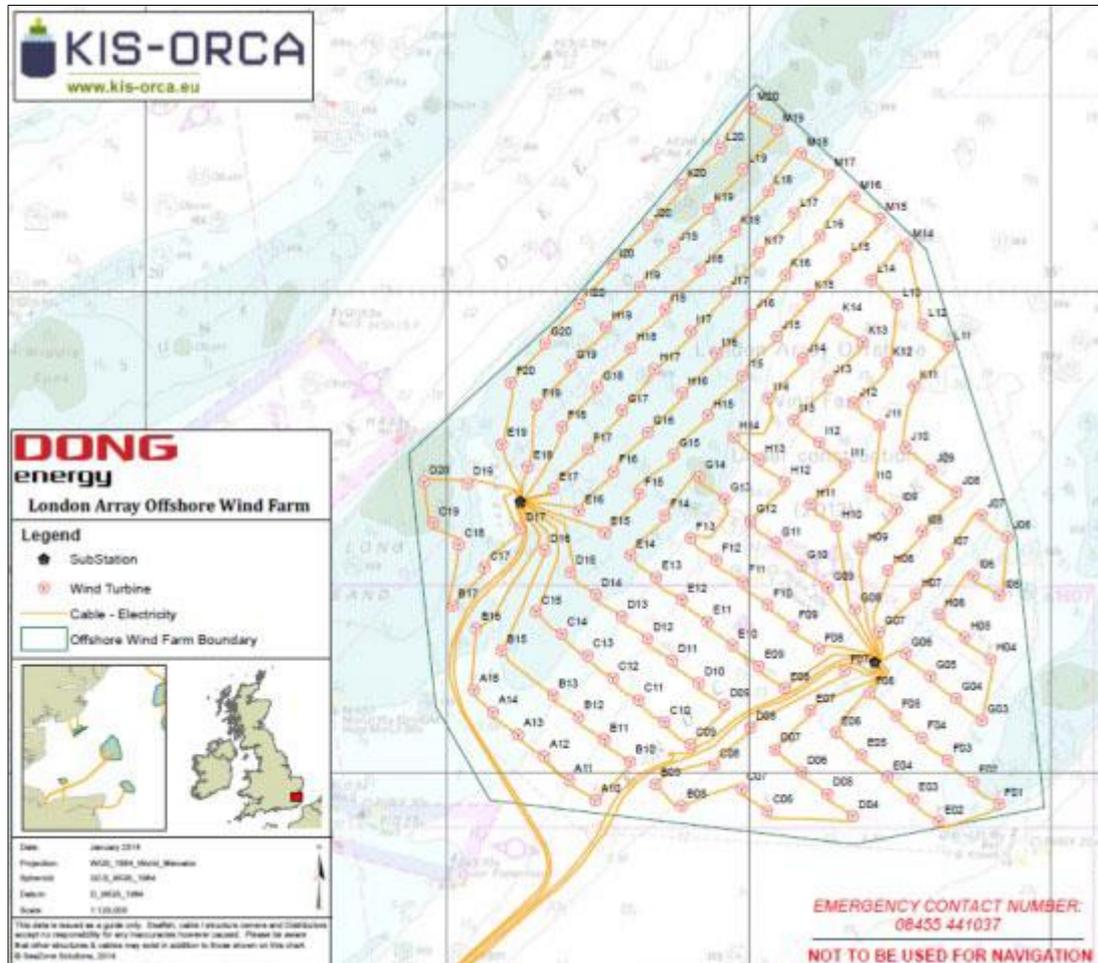


ILUSTRACIÓN 3.22. CONFIGURACIÓN DEL PARQUE LONDON ARRAY 1 [22]

### 3.3.2 Conclusiones

En las siguientes tablas se pueden apreciar los detalles de cada uno de estos parques y se pueden comparar de manera sencilla. Están especificados los componentes de cada uno, las potencias y las configuraciones físicas y eléctricas. Todas ellas servirán de base para escoger el modelo de parque que se va a diseñar.



**TABLA 2. CARACTERÍSTICAS GENÉRICAS DE LOS PARQUES. EP**

Nombre Oficial:	Alpha Ventus	Kentish Flats 1	Thornton Bank 1	Thornton Bank 3	Ormonde	Bard Offshore 1	London Array 1
Año:	2010	2005	2009	2013	2012	2013	2013
Área del parque edílico:	4 km <sup>2</sup>	10 km <sup>2</sup>	1 km <sup>2</sup>	10 km <sup>2</sup>	8.7 km <sup>2</sup>	59 km <sup>2</sup>	100 km <sup>2</sup>
Número de filas/Turbinas:	4 x 3	5 x 6	Variable	Variable	2 x 8, 2 x 7	Variable	Variable
Distancia entre filas/Turbinas:	761-817m 786-852 m	700m/700 m	No Data	No Data	760m/560 m	No Data	No Data
País:	Alemania	Reino Unido	Bélgica	Bélgica	Reino Unido	Alemania	Reino Unido
Mar:	Mar del Norte	Mar del Norte	Mar del Norte	Mar del Norte	Mar de Irlanda	Mar del Norte	Mar del Norte
Distancia a la costa:	45-60 km	8.5-13 km	26-27 km	26-27 km	9.5-14 km	90-101 km	19-20 km
Profundidad del fondo:	30-45 m	5 m	12-27,5 m	12-27,5 m	17-21 m	40 m	0-25 m
Velocidad de viento media:	10,5 m/s 90m	8,7 m/s 70 m	No Data	No Data	No Data	No Data	No Data
Capacidad total instalada:	60 MW	90 MW	30 MW	108 MW	150 MW	400 MW	630 MW
Número total de Turbinas:	12	30	6	18	30	80	175
Producción anual estimada (GWh/año):	220	280	100	360	500	1700	2500
Producción anual real (GWh):	267,03 (2011)	257,25 (2012)	No Data	No Data	417,4 (2011)	176,16 (2011)	112,27 (2012)
Factor de Capacidad (%):	50,80% (2011)	32,63% (2012)	No Data	No Data	31,77% (2012)	No Data	No Data

**TABLA 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PARQUES. EP**

Nombre Oficial:	Alpha Ventus	Kentish Flats 1	T. Bank 1	T. Bank 3	Ormonde	Bard Offshore 1	London Array 1
Tipo de transmisión eléctrica:	MVAC / HVAC	MVAC / HVAC	MVAC / HVAC/ HVAC	MVAC / HVAC/ HVAC	MVAC / HVAC/ HVAC	MVAC / HVDC	MVAC / HVAC/ HVAC
Voltaje de operación:	30 kV / 110 kV	33 kV / 132 kV	33 kV / 150 kV / 150 kV	33 kV / 150 kV / 150 kV	33 kV / 132 kV / 132 kV	33 kV / 155 kV	33 kV / 150 kV / 400 kV
Fabricante de la turbina:	AREVA Wind	Vestas Wind Systems	REpower Systems	REpower Systems	REpower Systems	Bard	Siemens Wind Power
Modelo de turbina:	M5000-116	V90-3.0 MW	REpower 5M	REpower 6M	REpower 5M	Bard 5.0	SWT-3.6-120
Número de turbinas:	6	30	6	18	30	80	175
Potencia nominal por turbina:	5 MW	3 MW	5 MW	6 MW	5 MW	5 MW	3.6 MW
Potencia por m2 de rotor:	473 w	472 w	401 w	493 w	401 w	428 w	318 w
Estructura de soporte:	Tripodes	Monopilote	Gravity based	Jackets	Jackets	Tripiles	Monopilote
Vida útil:	20 años	20 años	20 años	20 años	20 años	20 años	20 años



Los puntos que se pueden sacar en claro de lo expuesto anteriormente como fundamento para el diseño del parque, son los siguientes:

Con el paso de los años, los aerogeneradores que se han instalado han ido aumentando su potencia nominal según se han consolidado los nuevos modelos. Una potencia individual admisible en este momento, serían 5 MW, debido a que la tecnología ya tiene bastante trayectoria. Aún no están lo suficientemente maduros los generadores más grandes y los que son más pequeños se quedarían obsoletos. Además, un parque de tamaño medio puede tener entre 20 y 30 turbinas. Esto sumaría una potencia total entre 100 y 150 MW.

Por otra parte, para este tamaño de turbina, lo más habitual es usar una subestructura tipo Jacket, por su solidez y resistencia además de ser competente económicamente, aunque también se instalan de tipo monopilote. Por otra parte, la distancia a la costa varía bastante entre parques. Es un factor que depende de muchos elementos, algunos de ellos ajenos al diseño técnico. Éstos van desde el impacto visual desde la costa, a las características del terreno, o la afección de otras actividades marítimas. Lo que es determinante es la profundidad que tenga el fondo marino. Para los parques con estructuras clásicas como son estas, en ningún caso puede superar los 50 metros. En este punto se hacen inviables ya que dejan de ser rentables. Para profundidades mayores se hace necesario optar por estructuras flotantes, las cuales están aún en estudio.

La distancia entre los aerogeneradores suele estar de media entre los 6,5 y los 7,5 diámetros de rotor. Para conseguir un equilibrio lo más rentable posible, se combinan aquí dos variables. La primera es que cuanto más lejanos estén los aerogeneradores unos de otros, menos afectan las estelas que dejan entre sí, lo que aumenta la producción. En contrapartida, el cableado que les une para exportar la electricidad generada tiene que ser de mayor longitud. Esta es una de las mayores inversiones a la hora de ejecutar un proyecto de este tipo, por lo que hay que tenerlo muy en cuenta a la hora del diseño.

En relación a la conexión eléctrica, se observa un factor importante. Todos los parques evacúan la electricidad en alto voltaje en corriente alterna excepto uno. El parque *Bard Offshore 1* envía la corriente a tierra en continua. Esto es debido a que se encuentra a una distancia de la costa mucho mayor que el resto. Como se puede apreciar en las tablas, dista más de 90 km de la misma.

Por la propia reactancia del cable, la transmisión en corriente alterna está restringida a 60-80 km. La energía reactiva que fluye a través del cable disminuye su capacidad para transmitir potencia. Esto no ocurre con la corriente continua, lo que hace más rentable su uso en estos casos. Además, el flujo de energía se controla más fácilmente mejorando la estabilidad de la red. Este tipo de transmisión es muy habitual en la interconexión eléctrica entre territorios alejados. Por ejemplo, en España la línea que une la península con Baleares es del tipo HVDC de 250 KV, con capacidad para transmitir hasta 400 MW.

Por otra parte, en todos los casos se ha necesitado construir una subestación offshore para transformar el voltaje de salida de media tensión a alta o muy alta tensión. En general, la relación de transformación es 33 KV/132 KV, aunque para el parque más grande, *London Array 1*, fue necesaria una segunda transformación de 132 KV/400 KV debido a la envergadura de la instalación.



## 4-Metodología de investigación

### 4.1 Introducción

Lo que a continuación se va a exponer, son los pasos a seguir para la proyección de un parque eólico offshore convencional desde el punto de vista técnico. Se concreta para el caso español, por una cuestión de normativa ambiental específica, pero sería extrapolable a cualquier otro lugar. Se persigue la optimización del diseño, para evitar al máximo el efecto sombra entre turbinas, minimizando el espacio entre ellas, para ahorrar en costes de cableado etc. El segundo objetivo es obtener una previsión de la producción lo más veraz y detallada posible. Con este dato, se consigue maximizar la rentabilidad del parque.



ILUSTRACIÓN 4.1. FOTO DE CHRISTIAN STEINESS DEL PARQUE EÓLICO HORNS REV [23]





## 4.2 Diagrama de flujo

Para exponer de manera simplificada el proceso, se ha realizado un diagrama de flujo que muestra de un vistazo la consecución de los pasos.

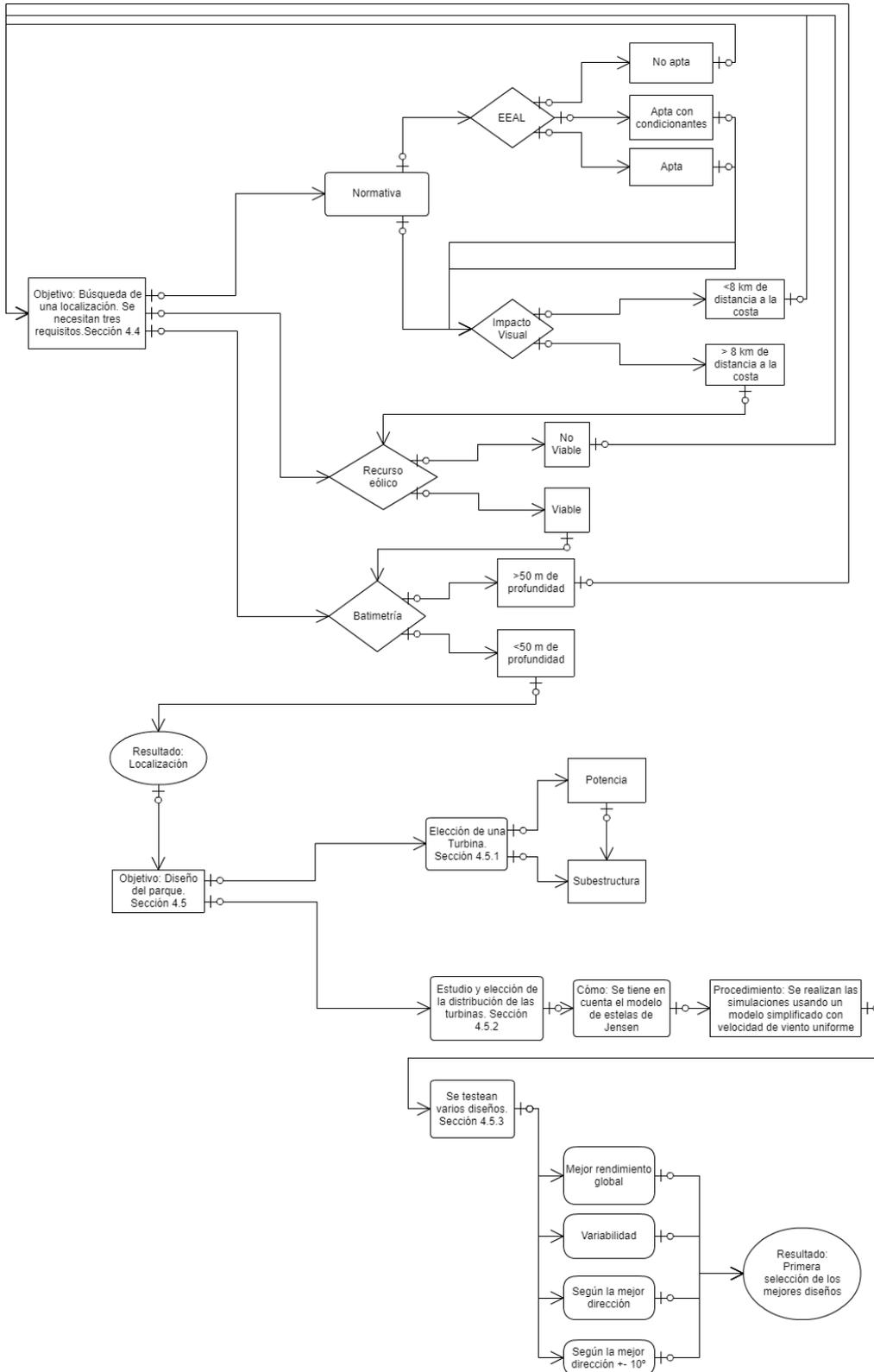


ILUSTRACIÓN 4.2 (A). METODOLOGÍA A APLICAR PARA EL DISEÑO DE UN PARQUE. EP



Una vez se tiene la selección de los mejores diseños, se pasa a estudiar el caso concreto con datos reales de la localización que se ha elegido.

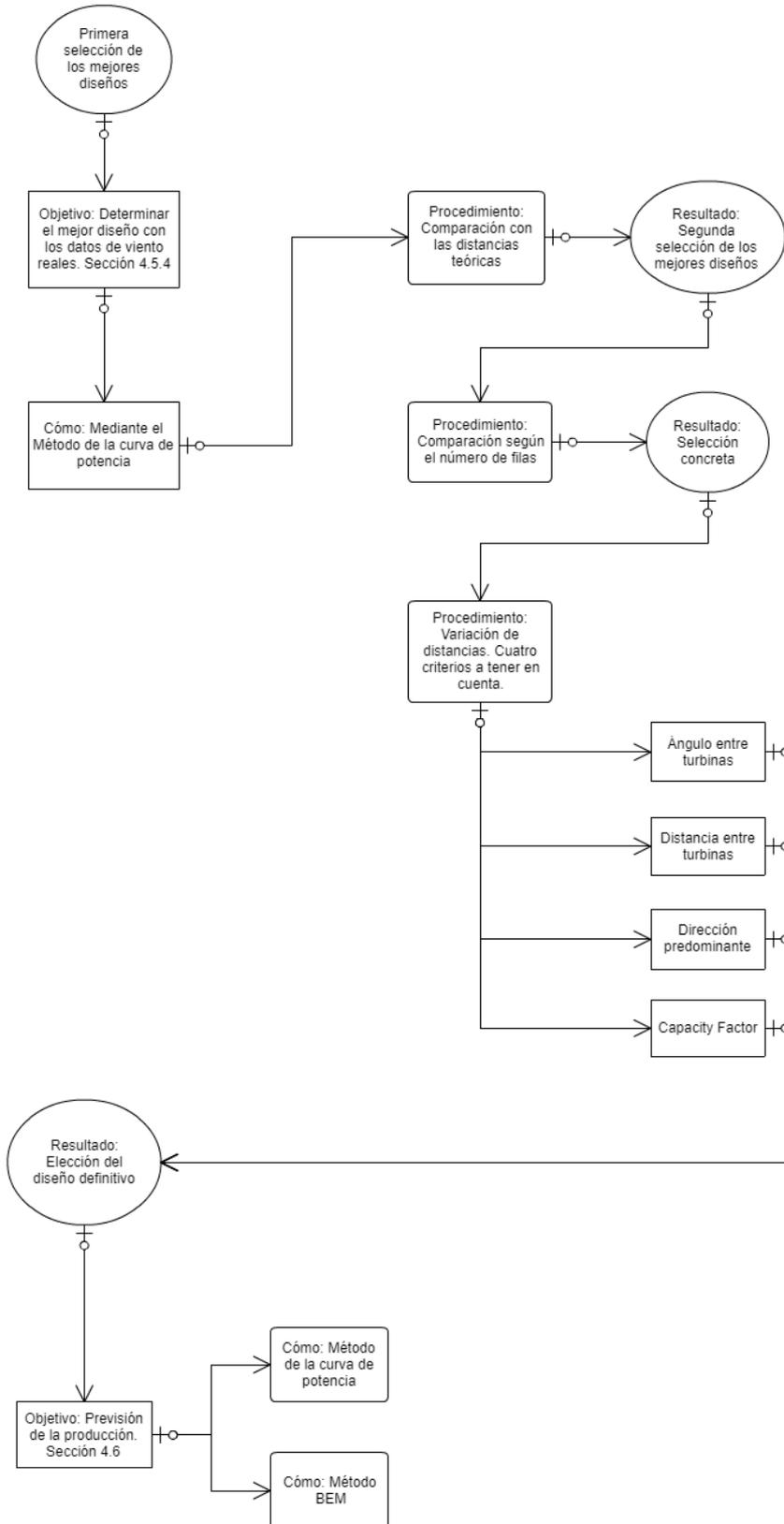


ILUSTRACIÓN 4.2 (B). METODOLOGÍA A APLICAR PARA EL DISEÑO DE UN PARQUE. EP



## 4.3 Soporte informático

Para llevar a cabo todos los cálculos necesarios para la realización de este trabajo, se ha usado la herramienta de software matemático *Matlab*. Concretamente, se ha utilizado un programa de simulación propio creado por el Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria. Dependiendo de la fase del estudio, se han adaptado los valores y el método de cálculo de la producción

**TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DEL SOPORTE INFORMÁTICO. EP**

Características del programa	Prediseño	Curva de Potencia	BEM
<b>Inputs</b>			
1-Modelo de Turbina	Nrel MW	Nrel MW	Nrel MW
Parámetros:			
Decay Factor	0,035	0,035	0,035
Radio (m)	64	64	64
Altura de Buje (m)	90	90	90
CT para cada v	-	-	-
CP para cada v	-	-	-
2-Número y disposición de las turbinas	-	-	-
3-Dirección			
Rango: valor mínimo (m/s)	0	0	0
Rango: valor máximo (m/s)	360	360	360
Precisión: periodo (m/s)	10	1	1
4-Velocidad de viento			
Rango: valor mínimo (m/s)	10	3	5
Rango: valor máximo (m/s)	10	29	25
Precisión: periodo (m/s)	0	1	1
<b>Proceso de cálculo</b>			
1-Viento que llega a cada turbina	Método Jensen	Método Jensen	Método Jensen
2-Producción asociada	Curva de potencia	Curva de potencia <sup>4</sup>	BEM <sup>5</sup>
<b>Outputs</b>			
1-Producción de cada turbina individual para cada dirección (Kwh)	-	-	-
2-Suma total de las producciones para cada dirección (Kwh)	-	-	-

Además, como ayuda para el análisis de datos y tratamiento de algunos de ellos, se ha usado la aplicación de *Microsoft "Excel"*, así como *Autocad* para la elaboración de algunos esquemas. Para la localización de lugares en el mapa, la herramienta usada ha sido *Google Earth* junto con el mapa eólico del *IDAE*.

<sup>4</sup> El método de cálculo concreto se explica con detalle en el apartado 4.6.1

<sup>5</sup> El método de cálculo concreto se explica con detalle en el apartado 4.6.2



## 4.4 Búsqueda de una localización

Para la búsqueda de una ubicación en la que se pueda llevar a cabo la construcción de un parque de este tipo, hay que tener en cuenta tres factores básicos. El primero está relacionado con las leyes vigentes en el territorio del que se trate. Es necesario que la normativa permita la construcción del parque en la zona o, al menos, no lo prohíba expresamente. El caso particular de España se explica con posterioridad en el apartado 5.1, dentro del caso práctico.

Las siguientes características tienen que ver con los aspectos técnicos de la implantación de un parque eólico. El segundo punto a tener en cuenta es el potencial eólico de la zona. Este debe ser suficiente para que las turbinas alcancen su máxima capacidad el mayor tiempo posible y el parque sea rentable. Se deben reunir datos históricos del viento de la zona de estudio, de cuanto más tiempo mejor. Es necesario conocer tanto las velocidades del viento, como sus direcciones.

En tercer y último lugar, la profundidad del mar en el área escogida debe ser pequeña para que sea viable su construcción. Como ya se ha mencionado anteriormente, con más de 50 metros de calado, no se pueden instalar aerogeneradores con una subestructura convencional. Para estas condiciones se necesitan plataformas flotantes que aún se encuentran en fase de desarrollo.

## 4.5 Diseño

Una vez se ha encontrado un lugar que cumpla con todos los requisitos, comienza la etapa de diseño del parque. Tomando como base documental el estudio previo de las granjas existentes, el primer paso es escoger el tipo de turbina que se va a instalar.

### 4.5.1 Elección de una turbina

Una turbina eólica es una turbomáquina que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje que, mediante un generador, se transforma en electricidad. A lo largo de la historia, se han ideado infinidad de diseños para aprovechar el recurso eólico dependiendo del tamaño, el lugar etc. Para el caso del aprovechamiento de la energía a gran escala, en parques, se ha asentado el aerogenerador de eje horizontal, de tres palas. Para el caso de las granjas offshore, no iba a ser distinto. Este modelo, ha destacado sobre los demás por su buen funcionamiento, sencillez y robustez. Ahora bien, dentro de este tipo de turbinas, hay multitud de variantes a escoger.

El factor final de decisión, y la característica principal, es la potencia ( $P$ ) de la máquina. Ésta depende de varios factores: la densidad del aire ( $\rho$ )<sup>6</sup>, el área de barrido del rotor, es decir, de su diámetro ( $A$ ) y la velocidad del viento ( $v$ ). Además, para obtener la potencia real, es necesario incluir en la fórmula otros tres factores relacionados con la eficiencia.  $C_p$  es el Coeficiente de Potencia, y se explica con detalle en el apartado 4.6.2. Determina la cantidad de energía aprovechada del total de energía disponible en el viento y como máximo puede alcanzar un valor de 0,6.  $E_g$  es la eficiencia del generador eléctrico, que puede alcanzar el 0,8 y  $E_m$  es la eficiencia mecánica, que oscila entre 0,94 y 0,97.

$$P = (C_p * \varepsilon_g * \varepsilon_m) \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

<sup>6</sup> El dato normalizado en este ámbito para la densidad del aire seco a nivel del mar, a una presión normal y a 15°C, tiene un valor de 1,225 Kg/m<sup>3</sup> [24]





De todos ellos, el único valor que se puede escoger es el área del rotor, y cuanto mayor sea, más potencia nominal tendrá la turbina. En la ilustración 4.3 puede apreciarse cómo el tamaño de los rotores ha ido en aumento con el paso de los años y la consolidación de la tecnología.

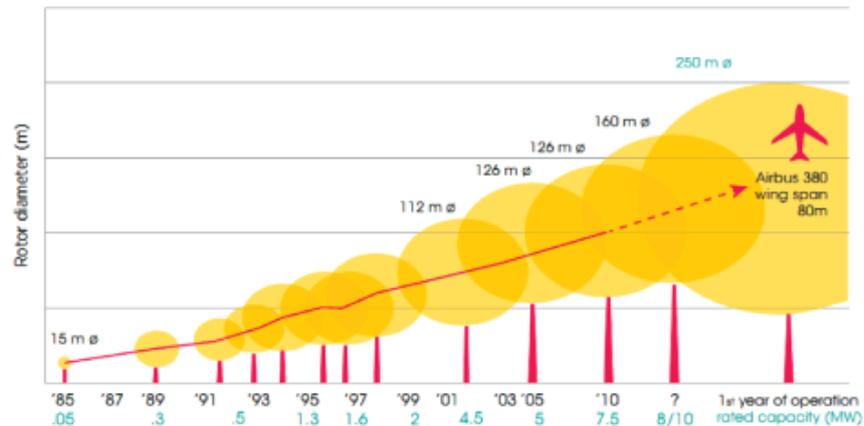


FIGURE 2.1: GROWTH IN THE SIZE OF WIND TURBINES SINCE 1985

Source: UpWind, 2011.

#### ILUSTRACIÓN 4.3. EVOLUCIÓN DEL TAMAÑO DE LAS TURBINAS [25]

Actualmente, se están llevando a cabo estudios con turbinas de 7 MW, y hay una tendencia firme a lograr prototipos de 10 MW. De hecho, ya existen programas liderados por importantes empresas, con el aporte de grupos de investigación que realizan proyecciones para desarrollos de 15 MW [25].

En este caso, se estudiará un parque formado por 20 turbinas de 5 MW cada una, es decir, 100 MW en total.

#### 4.5.2 Disposición de las turbinas

##### El efecto estela

Uno de los factores más importantes a la hora de maximizar la producción, es la colocación de las turbinas unas respecto de otras y respecto a la dirección de viento predominante. Al pasar el aire a través de las turbinas, además de reducir la velocidad de la corriente de flujo, varía su trayectoria generándose turbulencias y remolinos que afectan a todo lo que hay detrás.

Hay dos áreas de influencia a tener en cuenta. La primera, a gran escala, analiza cómo afectan al parque eólico en cuestión otros parques cercanos que puedan existir y más especialmente en los offshore. La segunda dimensión, a pequeña escala, estudia cómo afectan los aerogeneradores adyacentes dentro de la misma instalación. Ésta última es la que se examinará en este caso particular.

Para el resto de aerogeneradores que hay en el parque, influye modificando la velocidad del viento que les llega y disminuyendo su productividad. Por este motivo, es de vital importancia predecir el comportamiento que tendrá la corriente para posicionarlas lo mejor posible. Para ello, existen diversos modelos que calculan estos efectos de estela y permiten crear una estructura óptima para el parque. El Modelo de Jensen es uno de ellos y, por su sencillez y su exactitud, es uno de los más utilizados para este propósito.



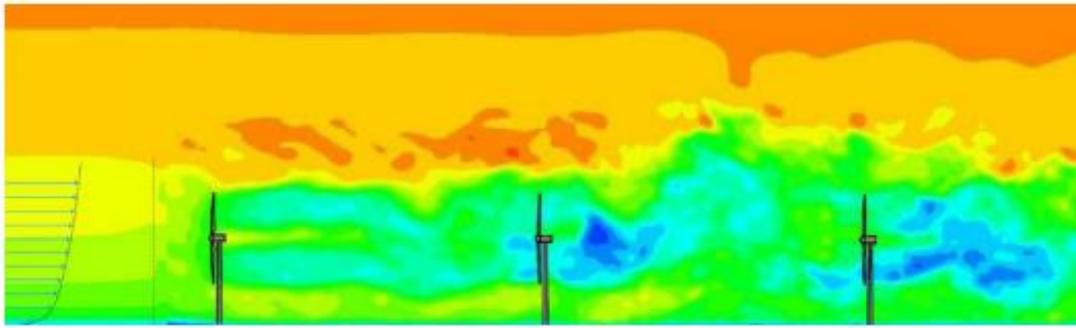


ILUSTRACIÓN 4.4. ESTELAS QUE FORMAN LAS TURBINAS [26]

La ilustración 4.4, muestra por colores las zonas donde la velocidad del viento se ve afectada. El color naranja representa la zona sin afectación y aguas debajo de las turbinas, desde el tono verde al azul, las perjudicadas.

Dentro de la estela que produce una única turbina, se definen tres áreas perfectamente diferenciadas como se muestra en la ilustración 4.5:

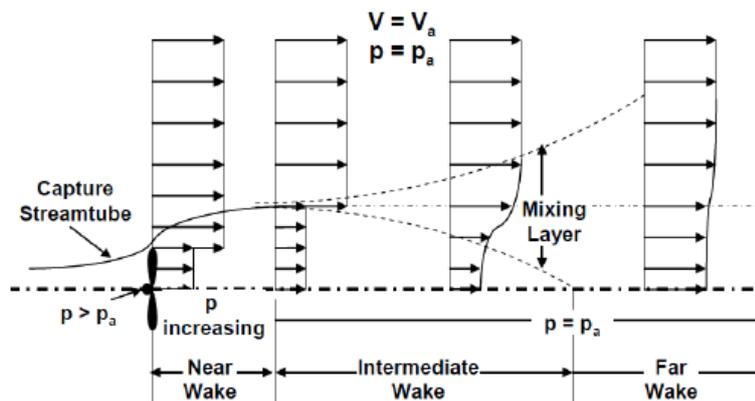


ILUSTRACIÓN 4.5. ESQUEMA DE LAS ETAPAS DE LA ESTELA [27]

Cada zona, tiene unas características determinadas. La más cercana, se extiende a lo largo de aproximadamente la longitud equivalente a dos diámetros del rotor. La presión en la zona posterior sufre una caída repentina hasta alcanzar la presión atmosférica. El radio de la estela va en aumento hasta que toma este valor de presión y la velocidad disminuye (Il. 4.5).

En la zona intermedia, la presión se mantiene constante en el valor atmosférico, y tiene una longitud aproximada de 2-3 diámetros del rotor. Por último, la zona más lejana de influencia tiene una longitud de más de 5 diámetros. En ella, la velocidad va aumentando poco a poco hasta recuperar el valor inicial que tenía antes de entrar en la turbina.

### Modelo Jensen

Este método pertenece a los llamados *Modelos cinemáticos*, que emplean solo la ecuación del momento para estimar la pérdida de velocidad. Consideran despreciable la región inicial más cercana a la turbina, por lo que se puede asumir que la totalidad del flujo de estela es turbulento. Tampoco tienen en cuenta la variación en intensidad de la turbulencia, por lo que normalmente se usan en combinación con otros sistemas que se ocupan de este factor [28].





El modelo concreto de *Jensen* asume la expansión del flujo de estela lineal, con una pérdida de velocidad únicamente dependiente de la distancia al rotor. Se considera que se conserva el momento en todo un volumen de control a lo largo de la estela, por lo que, en consecuencia, el radio aumentará también linealmente en función de la distancia. Además, el coeficiente de empuje,  $C_T$ , se supone estable a lo largo de todo el proceso [28].

### SINGLE WAKE

Se considera el efecto de una única turbina, a la que le llega el flujo libre de aire directamente. Se obtiene la siguiente expresión que define la ecuación de la ley de conservación del momento para las turbinas eólicas [29]:

$$\pi r_0^2 v + \pi(r^2 - r_0^2) * v_0 = \pi r^2 v_1 \tag{2}$$

Donde:

$r_0$  es el radio de la turbina

$r$  es el radio de la estela a una distancia  $x$

$v$  es la velocidad del viento justo detrás de la turbina

$v_0$  es la velocidad del viento inicial

$v_1$  es la velocidad del viento en la estela a una distancia  $x$

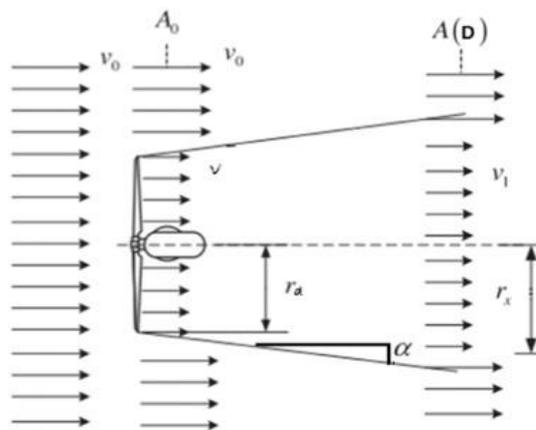


ILUSTRACIÓN 4.6. ESQUEMA DE LA EXPANSIÓN LINEAL DEL CONO DE ESTELA [30]

En primera instancia, Jensen propone la siguiente ecuación para calcular la velocidad en una cierta distancia, para regiones fuera de la primera zona de influencia del rotor [29]:

En función de  $a$ :

$$v_1 = v_0 * \left(1 - 2a \left(\frac{r_0}{r_0 + \alpha x}\right)^2\right) \tag{3.1}$$



En función de  $C_T$ :

$$v_1 = v_0 * \left[ \left( 1 - \left( \frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) (1 - \sqrt{1 - C_T}) \right] \tag{3.2}$$

Donde  $\alpha$  es el *decay constant*, que tiene un valor de 0,075 en parques en tierra y 0,04 para parques offshore [28] y  $x$  es la distancia al rotor.

Conviene recordar que la velocidad  $v$  justo detrás de la turbina se considera [28]:

$$v = v_0(1 - 2a) \tag{4}$$

Donde  $a$  es el factor de velocidad axial inducida cuyo valor, según el *límite de Betz*<sup>7</sup>, es 1/3.

El radio, a lo largo de la estela, será [28]:

$$r = d(1 + 2ax)/2 \tag{5}$$

Donde  $d$  es el diámetro del rotor

Esta formulación, es una simplificación de los efectos que tiene una sola turbina. En la realidad, hay que tener en cuenta a todos los aerogeneradores en conjunto del parque.

Por ejemplo, con los siguientes datos de partida:  $v_0 = 10 \text{ m/s}$ ,  $\alpha = 0.04$ ,  $r_0 = 80 \text{ m}$ , para una distancia que varía desde los 0 a los 100 diámetros, se obtiene la siguiente gráfica (Il. 4.7) de recuperación de velocidad.

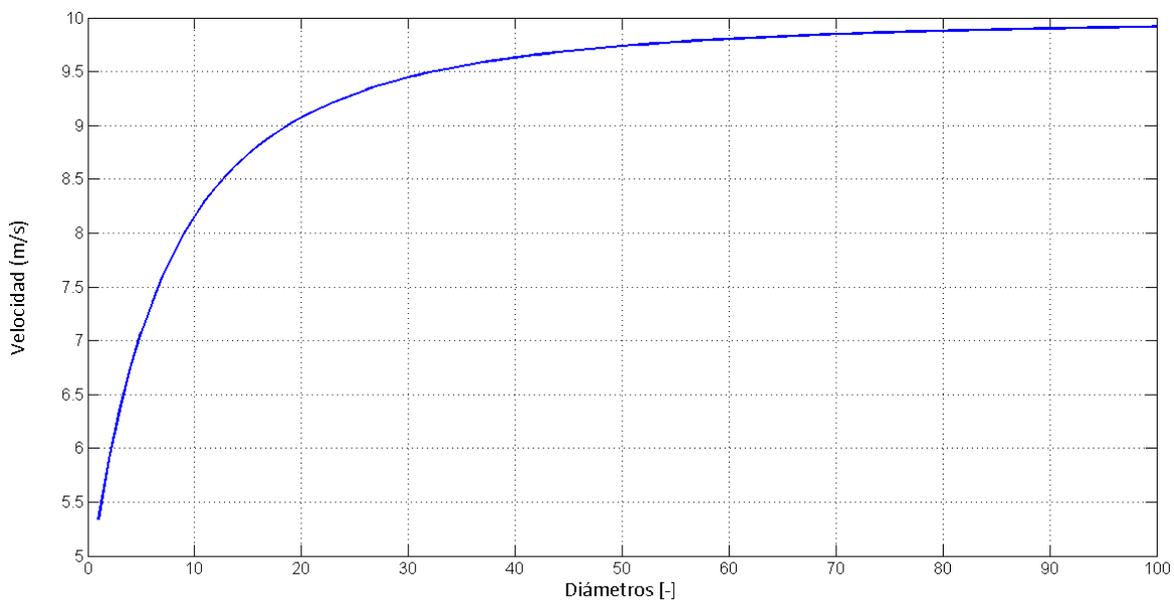


ILUSTRACIÓN 4.7. GRÁFICA QUE ENFRENTA DISTANCIA Y VELOCIDAD. ELABORACIÓN PROPIA (EP)

<sup>7</sup> Se explica con detalle en el apartado 4.6.2





## MULTIPLE WAKE

En una aproximación más real, las turbinas se encuentran alineadas unas detrás de otras, por lo que la afección de las estelas es bastante mayor. Usando la nomenclatura del esquema representado en la ilustración 4.8, para hallar la velocidad  $v_2$  enfrente del generador número 3, se usa la siguiente expresión similar a la ecuación (2) [29].

$$r_0^2 \frac{1}{3} v_1 + (r^2 - r_0^2) * \bar{v}_1 = r^2 v_2 \quad (6)$$

Donde  $\bar{v}_1$  es la velocidad ponderada del aire arrastrado desde la estela 1 a la 2 de camino del generador 2 al 3 y  $r$  es el radio de la estela de la turbina 2 a la 3.

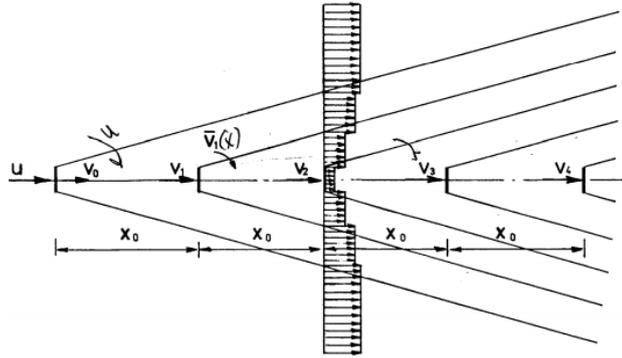


ILUSTRACIÓN 4.8. ESTELA MÚLTIPLE [29]

Partiendo de la ecuación simple (3), y sustituyendo  $2a = 1 - \frac{1}{3}$  por  $1 - \frac{1}{3} * \frac{v_1}{v_0}$ , se obtiene:

$$\frac{v_2}{v_0} = 1 - \left( 1 - \frac{1}{3} \frac{v_1}{v_0} \left( \frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (7)$$

En su expresión genérica:

$$\frac{v_n}{v_0} = 1 - \left( 1 - \frac{1}{3} \frac{v_{n-1}}{v_0} \left( \frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \right) \quad (8)$$

Simplificando la expresión:

$$Y_n = \frac{v_n}{v_0}; \quad K = \left( \frac{r_0}{r_0 + \alpha x} \right)^2 \quad (8.1)$$

Se obtiene:

$$Y_n = 1 - K \left( 1 - \frac{1}{3} Y_{n-1} \right) \quad (9)$$

En general:

$$Y_n = Y_{n-1} - 2 \left( \frac{k}{3} \right)^n \quad (10)$$

Combinando las dos anteriores:

$$Y_n = 1 - 2 \frac{k}{3} * \frac{1 - (k/3)^n}{1 - (k/3)} \quad (11)$$



### Validación del modelo de Jensen

La distancia entre aerogeneradores suele medirse en diámetros de rotor. Por ejemplo, para un modelo de turbina de 90 metros de diámetro,  $540\text{ m} = 6\text{ D}$ . Normalmente, la separación perpendicular a la dirección del viento es menor que la que tendrá en la misma dirección, ya que en ésta no influye tanto la estela. Tomando como base la literatura y los parques existentes, la distancia entre turbinas de una misma fila suele estar entre los 3 y los 5 diámetros. En cambio, entre filas es mayor, aumenta entre 6 y 9 diámetros, después la diferencia es pequeña. Una distancia habitual está sobre los 7 diámetros ya que, después, según aumentan los metros, la diferencia es cada vez más pequeña.

Aun así, los expertos no se ponen de acuerdo en cual sería una distancia óptima. Por ejemplo, Charles Meneveau, estudioso de la dinámica de los fluidos en la Universidad Johns Hopkins, desarrolló un modelo para calcular el espacio óptimo entre turbinas. Para aerogeneradores de 5 megavatios concluyó que éste debe ser aproximadamente 15 veces el diámetro del rotor [31].

En el documento *“Estudio de la Influencia del Microemplazamiento Sobre el Rendimiento de las Plantas Eólicas”*, galardonado con el premio Endesa al mejor proyecto fin de carrera en el año 2013, se concluye que *“un distanciamiento de unos cuatro o cinco D es un valor apropiado para la disposición de los parques eólicos”* [32].

En el estudio *“Diseño de una Central de Generación Eólica de 20 MW”* de Óscar Alexis Monzón Alejandro (Cátedra Endesa Red), se indica que la distancia entre aerogeneradores de una misma fila no será nunca inferior a dos diámetros de rotor y, entre los aerogeneradores de una fila y la otra, siempre habrá una distancia superior a ocho diámetros [33].

El Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 12, *“Plantas eólicas”* de la empresa ABB, indica que los aerogeneradores deben ubicarse a una distancia entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento [34].

Para comprobar dichos efectos que se producen en las turbinas adyacentes dependiendo de la distancia a la que estén, se han realizado las correspondientes pruebas en Matlab obteniéndose los siguientes resultados:

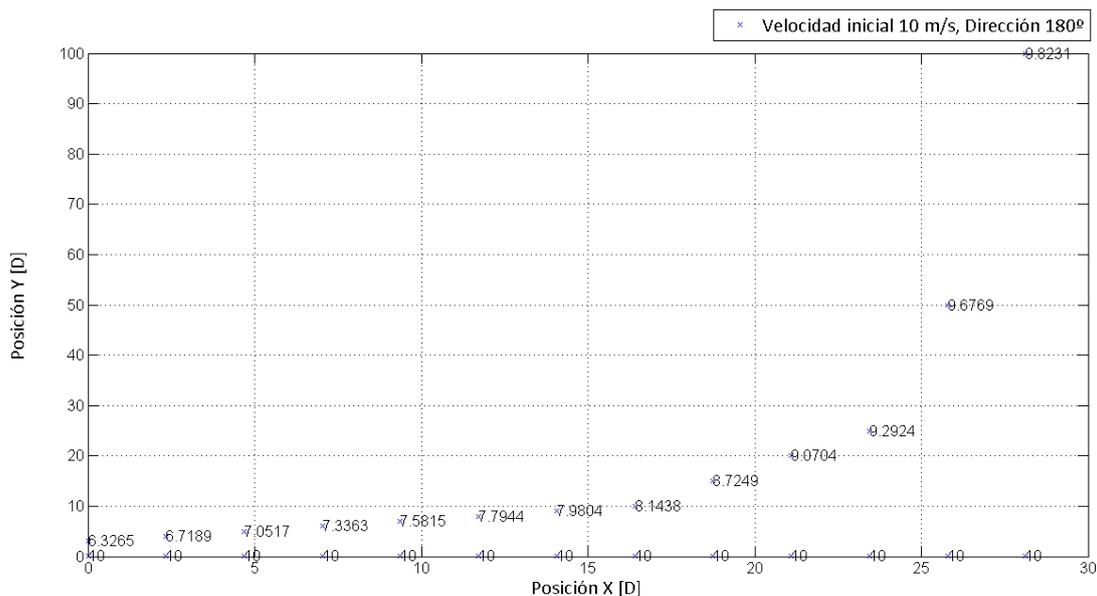


ILUSTRACIÓN 4.9. AFECCIONES DE LA ESTELA DE LAS TURBINAS. EP



La ilustración 4.9 representa una serie de turbinas colocadas en paralelo. En la misma dirección del viento se ha colocado una segunda turbina a diferentes distancias, desde 3 diámetros hasta los 100. Como se puede observar, para 7 diámetros, que es el límite que se observa en la literatura, se pierde aproximadamente un 25% de la producción. A partir de ahí, la diferencia se hace cada vez más pequeña, y la velocidad se recuperará como se muestra en la gráfica 4.7.

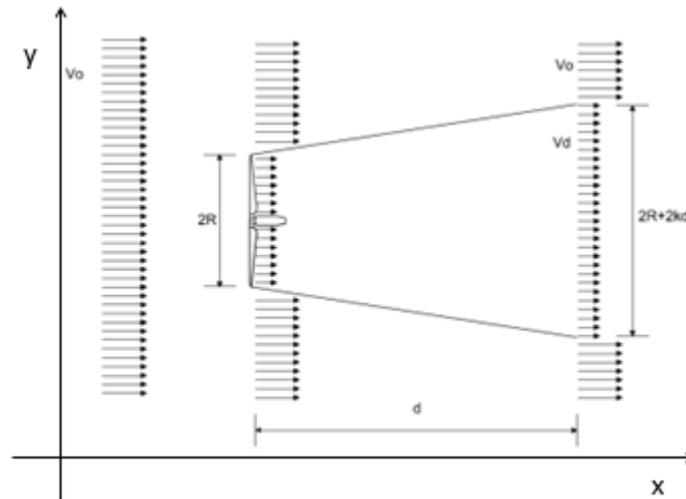


ILUSTRACIÓN 4.10. ESQUEMA DEL MODELO N.O.JENSEN [35]

Como se ha visto en el apartado anterior, la estela tiene un desarrollo que se corresponde con la fórmula de Jensen (5), representada en la ilustración 4.10. Por lo tanto, en sentido perpendicular a la dirección del viento predominante, afectará a las turbinas adyacentes dependiendo de la distancia a la que se sitúen tanto en el eje x como en el eje y.

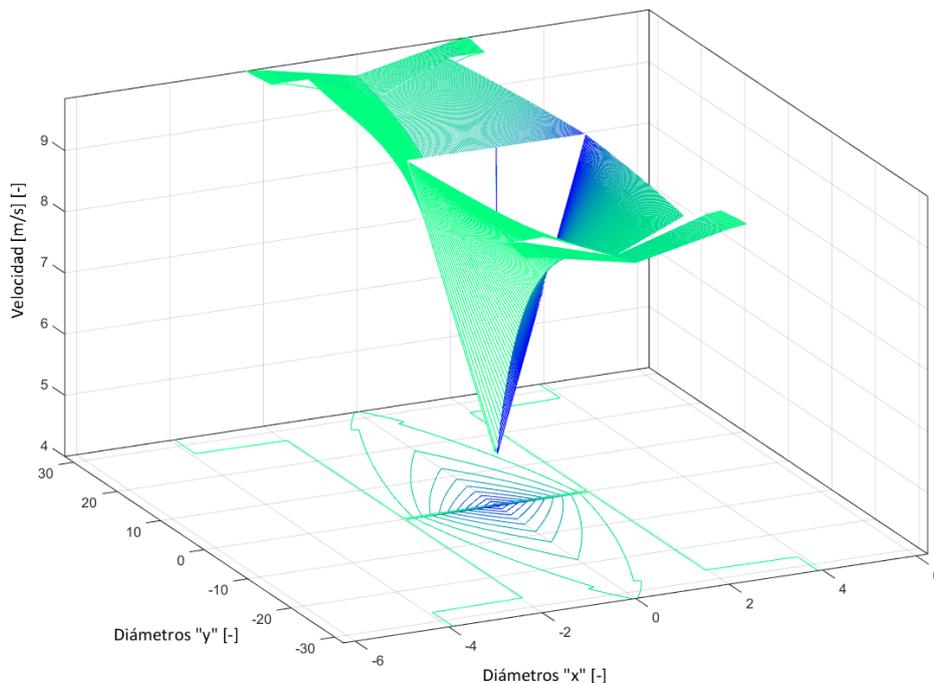


ILUSTRACIÓN 4.11. REPRESENTACIÓN DE UNA ESTELA SEGÚN LA DISTANCIA. EP



En la Ilustración 4.11 se muestra la evolución de la estela en el espacio para una velocidad de viento de 10 m/s. Todo lo que se encuentre comprendido entre las líneas que representan los bordes de la estela, estará afectado, obteniendo la velocidad que corresponda, siempre menor que 10 m/s. Se aprecia que, para el eje y, el área de influencia es mucho mayor que para el eje x. Por tanto, parece que donde hay que poner especial cuidado es en esta dirección a la hora de situar las turbinas, pero, lo que ocurre en la realidad, es que cuando el viento cambia de dirección, el parámetro determinante es el ángulo que forman las turbinas entre sí, y la diferencia respecto a la dirección predominante del viento. Por este motivo, se ha de tener en cuenta en el estudio la rosa de vientos de la ubicación del parque.





### 4.5.3 Test de modelos genéricos

Para el estudio de una distribución de un total de 20 turbinas para un parque cualquiera, se ha llevado a cabo el siguiente procedimiento. Se han diseñado seis tipos de geometría, que después variarán la relación entre sus dimensiones.

- Diseño 1 – Cuadrado paralelo
- Diseño 2 – Cuadrado Tresbolillo por filas
- Diseño 3 – Cuadrado Tresbolillo por columnas
- Diseño 4 – Cuadrado Tresbolillo doble
- Diseño 5 – Circular
- Diseño 6 – Circular tresbolillo

Para caracterizar las distancias, se usan las nomenclaturas que se muestran en las ilustraciones 4.12 y 4.13. A partir de ahora, la distancia entre turbinas de la misma fila se denominará con la letra “d”, la distancia entre filas con “D” y el desplazamiento al tresbolillo, será siempre “d/2”. Por su parte, en los casos circulares hay dos parámetros adicionales, el radio “R” y el ángulo “a”. Estas separaciones se dan en diámetros de rotor, el cual tiene 126 metros (turbina NREL 5MW<sup>8</sup>).

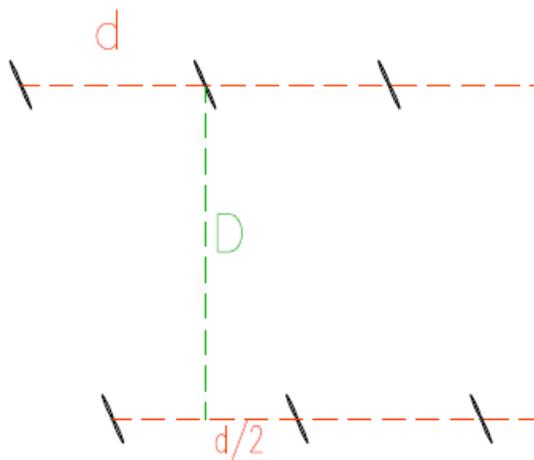


ILUSTRACIÓN 4.12. DISTANCIAS EN MODELOS CUADRADOS. EP

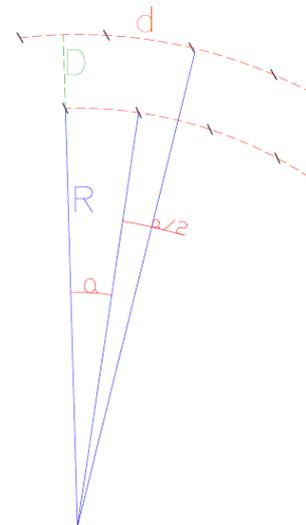


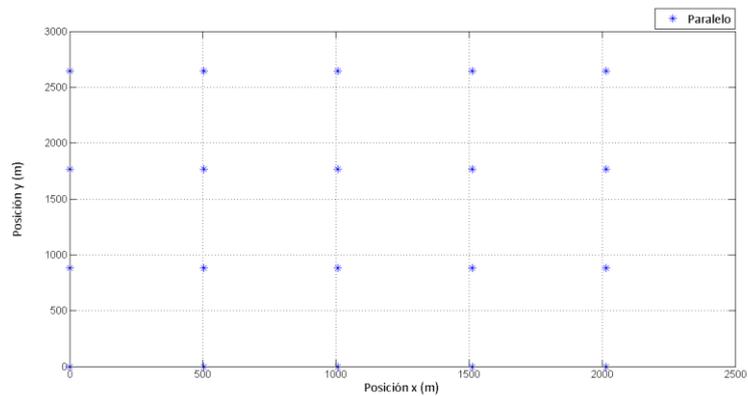
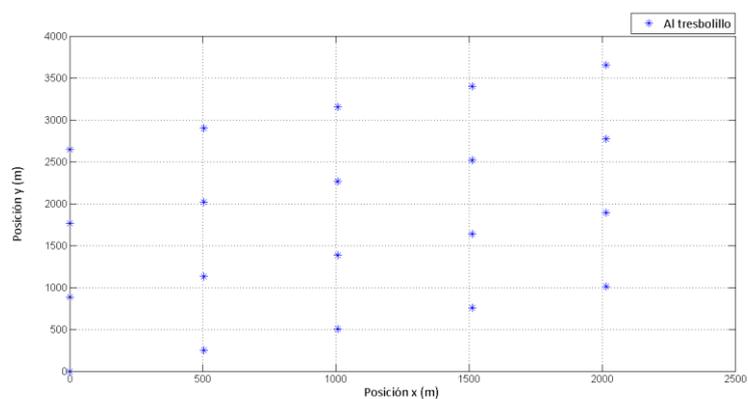
ILUSTRACIÓN 4.13. DISTANCIAS EN MODELOS CIRCULARES. EP

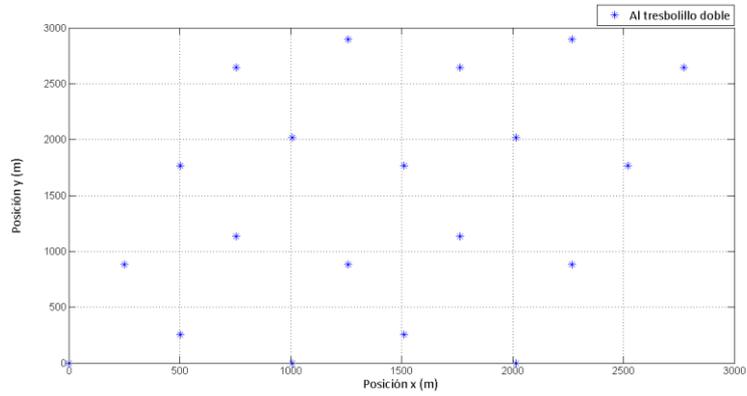
<sup>8</sup> Se explica con detalle en el apartado 5.1.4



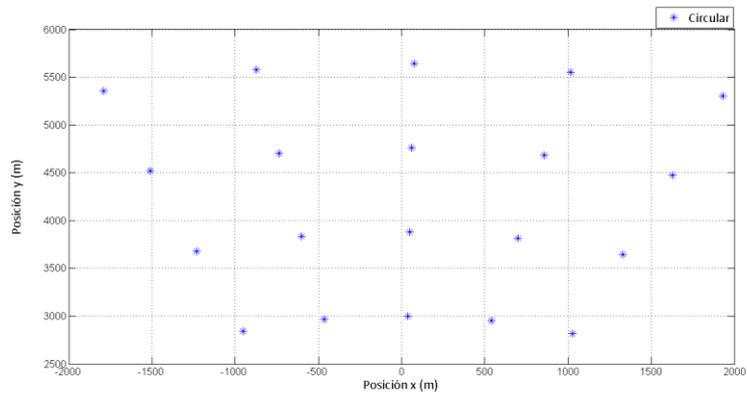
**TABLA 5. CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES DISEÑOS. EP**

Modelo	descripción	Propiedades					
		D	d	d/2	D/2	Radio R	Ángulo a
Diseño 1	Cuadrados paralelos	7	4	0	0	-	-
Diseño 2	Cuadrados tresbolillo por filas	7	4	2	0	-	-
Diseño 3	Cuadrados tresbolillo por columnas	7	4	2	3,5	-	-
Diseño 4	Cuadrados tresbolillo doble	7	4	2	2	-	-
Diseño 5	Circular paralelo	7	4	0	0	3000	9,6
Diseño 6	Circular tresbolillo	7	4	2	0	3000	9,6

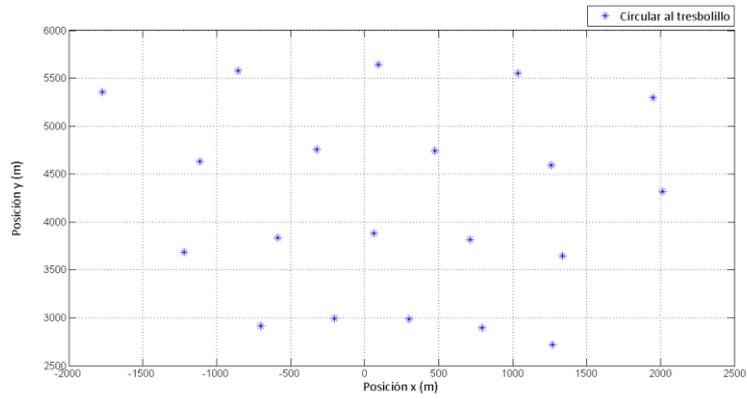

**4.14 (A)**

**4.14 (B)**

4.14 (c)



4.14 (d)



4.14 (e)

ILUSTRACIÓN 4.14 (A-E). DISPOSICIONES DE LAS TURBINAS. ELABORACIÓN PROPIA (EP)



Se han realizado cuatro tipos de pruebas distintas en un modelo de simulación informática simplificado (velocidad de viento uniforme) basado en la curva de potencia proporcionada por el fabricante:

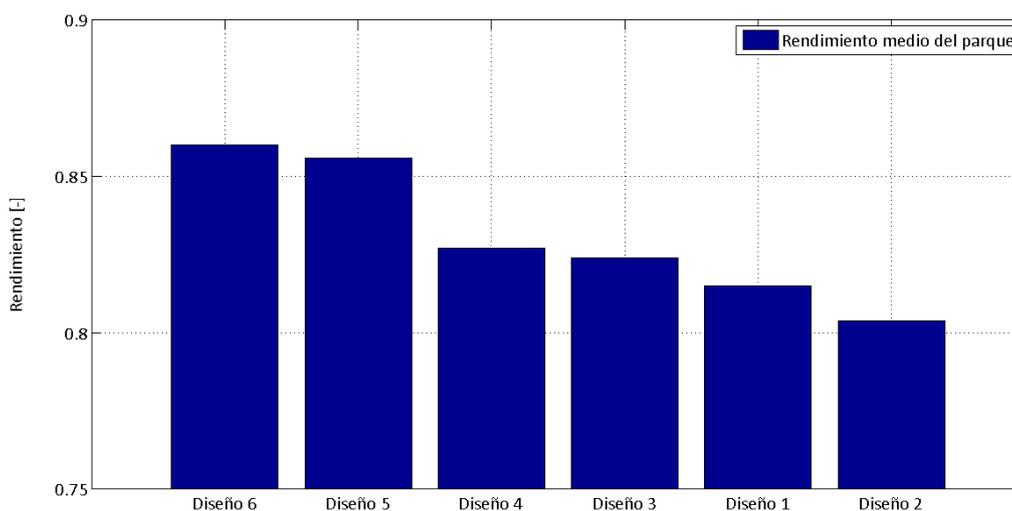
1. Viento distribuido por igual en todas direcciones
  - El mejor rendimiento global. Mejor rendimiento medio de todas las direcciones.
2. Comparación de la variabilidad de los datos
  - Más estables en todas direcciones. Es decir, que mantienen un valor más o menos constante en todas direcciones.
3. Comparación para la mejor dirección, la que mejores resultados obtiene.
  - Número de veces que se produce a lo largo del ciclo.
  - Calidad del dato, cómo de bueno es el resultado.
4. Comparación para la mejor dirección y sus adyacentes
  - Mejor promedio en una dirección concreta y el obtenido en un intervalo de  $\pm 10^\circ$

Resultados:

1. Viento distribuido por igual en todas direcciones

**TABLA 6. VIENTO DISTRIBUIDO DE FORMA UNIFORME. EP**

Modelos	Promedio
Diseño 6	0,860
Diseño 5	0,856
Diseño 4	0,827
Diseño 3	0,824
Diseño 1	0,815
Diseño 2	0,804



**ILUSTRACIÓN 4.15. RENDIMIENTO MEDIO DEL PARQUE. EP**

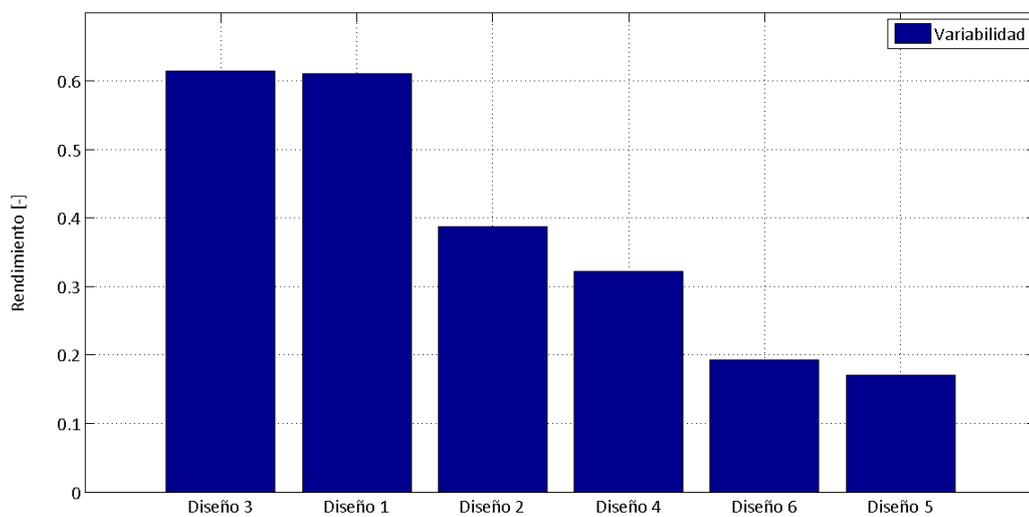




## 2. Comparación de la variabilidad de los datos

**TABLA 7. VARIABILIDAD DE LOS DATOS. EP**

Modelos	Máximo	Mínimo	Diferencia
Diseño 3	1	0,3851	0,6149
Diseño 1	0,9953	0,3851	0,6102
Diseño 2	0,9387	0,5519	0,3868
Diseño 4	1	0,6783	0,3217
Diseño 6	0,9328	0,7407	0,1921
Diseño 5	0,9098	0,7397	0,1701



**ILUSTRACIÓN 4.16. VARIABILIDAD. EP**

## 3. Comparación para la dirección predominante

**TABLA 8. SEGÚN LA DIRECCIÓN MÁS FAVORABLE. EP**

Modelos	N veces que fue el mejor dato	Promedio	Total
Diseño 1	16	0,9388	15,0202
Diseño 3	15	0,9313	13,9702
Diseño 4	4	0,9854	3,9414
Diseño 6	2	0,9081	1,8162
Diseño 5	0	0	0
Diseño 2	0	0	0



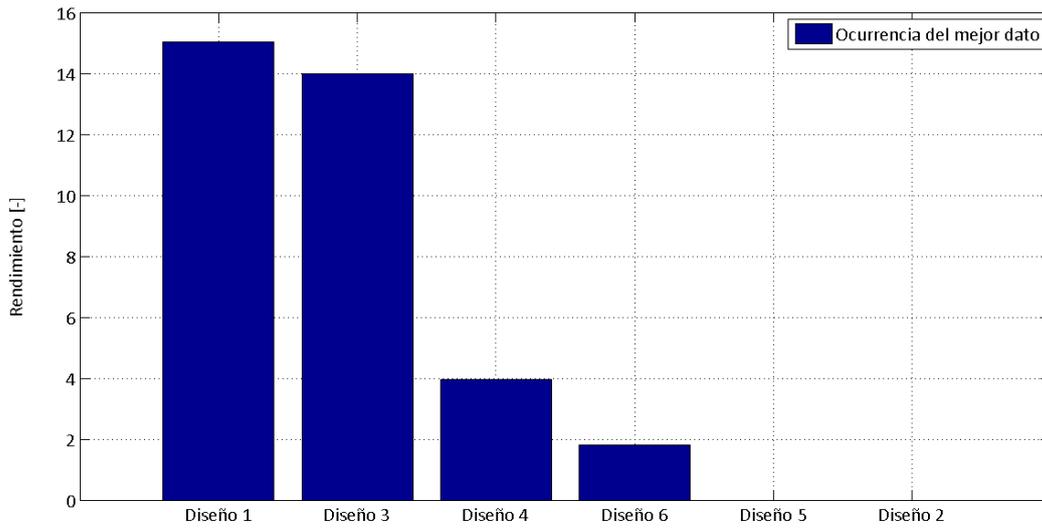


ILUSTRACIÓN 4.17. RENDIMIENTO MEDIO DEL PARQUE. EP

#### 4. Comparación para la dirección predominante y sus adyacentes

TABLA 9. SEGÚN LA DIRECCIÓN MÁS FAVORABLE. EP

Modelos	Promedio mejor +/-10	Veces que se repite	Total
Diseño 1	0,8779	4	3,5116
Diseño 2	0,8009	4	3,2036
Diseño 3	0,8931	2	1,7862
Diseño 5	0,8826	2	1,7652
Diseño 4	0,8622	2	1,7244
Diseño 6	0,923	1	0,923

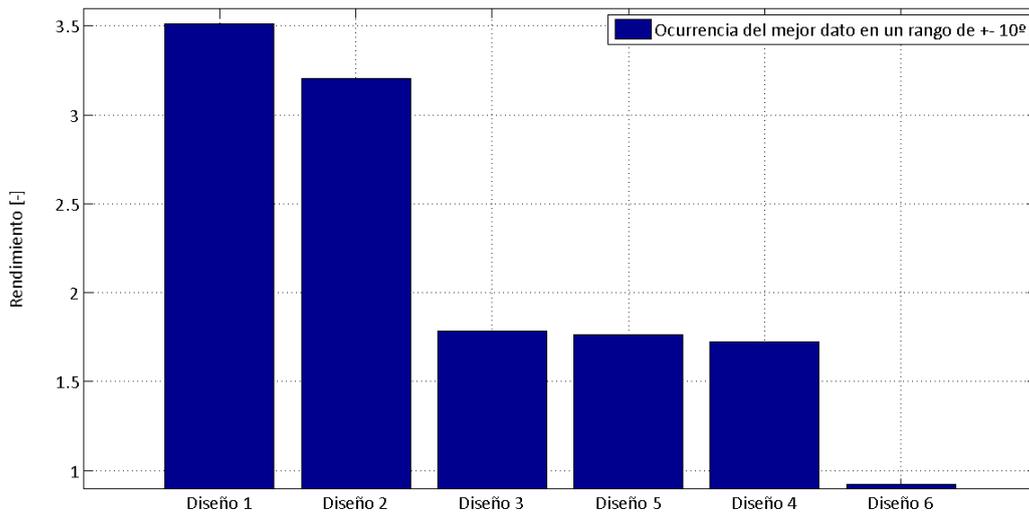


ILUSTRACIÓN 4.18. RENDIMIENTO MEDIO DEL PARQUE. EP





### ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el gráfico 4.19 (a), están representados los tres mejores modelos por **promedio**. Los rendimientos en cuanto a las distintas direcciones, se observa que son totalmente distintos. El diseño 6, se mantiene estable durante todo el recorrido, aunque no tiene grandes datos de producción, es el de mayor promedio general. El diseño 2, por el contrario, aunque tenga un dato muy malo para dos posiciones, abarca tramos bastante grandes (70°) para las direcciones más favorables. Por último, el diseño 3, tiene altibajos constantemente, pero alcanza la máxima producción, el 100%, en dos ocasiones 110° y 290°. En la figura 4.19 (b), se representan el más y el menos variable. Se puede comprobar que el diseño 1, a pesar de ser el más inestable, alcanza casi el 100% en múltiples ocasiones.

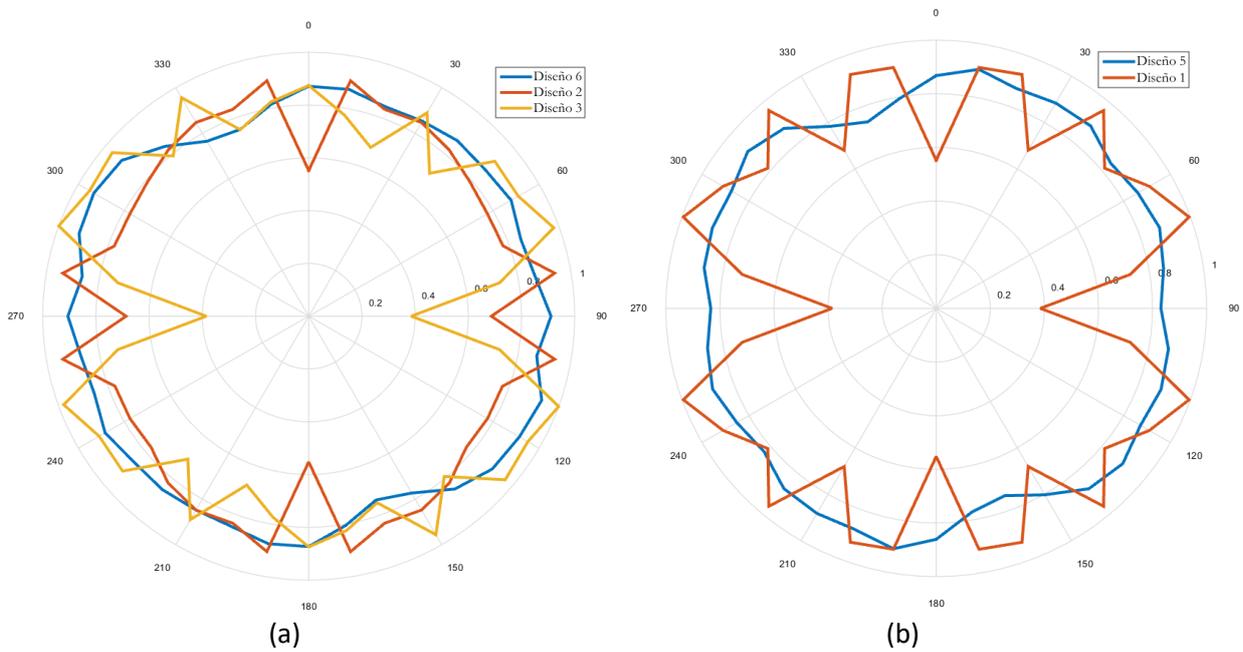


ILUSTRACIÓN 4.19. REPRESENTACIÓN DE LOS PROMEDIOS DE PRODUCCIÓN DE LOS DISTINTOS MODELOS. EP

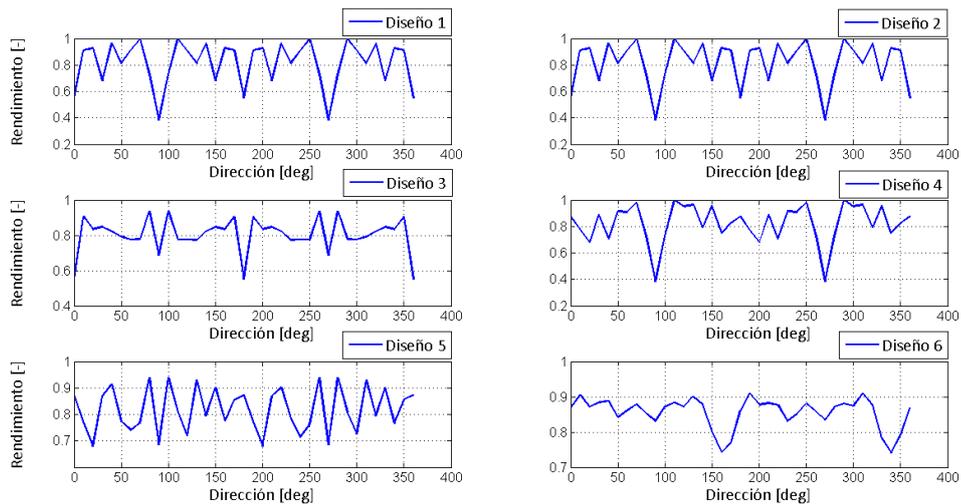


ILUSTRACIÓN 4.20. RENDIMIENTOS. EP



Estas pruebas preliminares sirven para descartar los peores modelos, pero no para elegir el mejor ya que están muy limitadas por no considerar los datos reales. Dan una idea de cuál puede ser la mejor distribución aproximada sin tener en cuenta las distancias.

#### 4.5.4 Diseño para los datos de viento reales

A continuación, se procede a realizar las simulaciones con los datos reales de viento. El modelo que se elija al final dependerá de estas pruebas y será distinto si el viento está muy distribuido o, por el contrario, muy dirigido hacia una misma zona. De aquí, se elegirá un modelo concreto y se variarán las distancias progresivamente. Con esto, se terminará de optimizar el diseño para las circunstancias concretas de la ubicación.

##### Método de análisis

Para la caracterización correcta de cada uno de los resultados de producción, se toma como indicador el Factor de Capacidad ( $C_F$ , Capacity Factor). Se trata de una ratio adimensional que mide la relación entre la energía generada por un aerogenerador, o parque eólico, durante un período dado y la que se hubiera producido si durante ese período hubiese estado funcionando continuamente a potencia nominal. Es un concepto universal que describe muy bien la capacidad real de un parque de producir energía eléctrica en un sitio concreto. Puede mostrarse en forma porcentual si se multiplica por cien.

$$Cf = \frac{\text{Producción real (MWh)}}{\text{Capacidad instalada} \cdot n^{\circ} \text{ de horas (MWh)}} \quad (12)$$

En las primeras dos fases del procedimiento, se compararán los diseños en base al mayor  $C_F$  obtenido, sin más factores a tener en cuenta por considerarse equivalentes entre sí. En cambio, es en la tercera etapa, donde se buscará un valor definido de  $C_F$  tratando, además, de rentabilizar otros aspectos como la distancia entre turbinas.

##### Procedimiento

###### 1-DISPOSICIÓN ÓPTIMA TEÓRICA DE LAS TURBINAS

Con el objetivo de asemejar unos diseños con otros y poder compararlos, se establecen unas distancias fijas de separación. Se siguen dos criterios diferentes, los cuales se especifican a continuación.

En primer lugar, se optimizan las distancias para los diseños cuadrados. Se toman de referencia las distancias apuntadas en las bases teóricas como aceptables. Esto es, fijando una separación de 4 diámetros entre las turbinas de la misma hilera y 7 diámetros entre filas. A los diseños al tresbolillo se les aplicaría un desplazamiento de la mitad de la distancia de referencia. Esto se presupone que es suficiente para obtener unos buenos datos a pesar de la influencia de las estelas.

Por otra parte, para los diseños circulares las medidas consideradas son algo distintas. Para su configuración, se toma como referencia el estudio, ya mencionado anteriormente, llevado a cabo en el proyecto “*Estudio de la Influencia del Microemplazamiento Sobre el Rendimiento de las Plantas Eólicas*” [32].



Según este análisis, para los diseños circulares se concluye que la mejor disposición es la que se muestra en la ilustración 4.21. Colocados en círculos concéntricos, en un arco de unos  $120^\circ$ , la distancia entre filas no debe ser inferior a 7 diámetros, el ángulo  $\alpha$  debe superar los  $10^\circ$ , y el radio de dichos círculos concéntricos, debe ser superior a 30 diámetros, siendo óptimo en los 40.

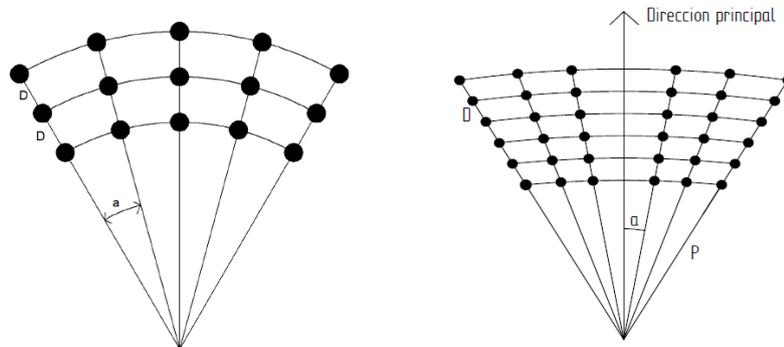


ILUSTRACIÓN 4.21. CONFIGURACIÓN CIRCULAR DE UN PARQUE EÓLICO [32]

## 2- COMPARACIÓN POR FILAS

Tras el primer análisis, se tratará de descartar uno o varios diseños para filtrar los que mejores resultados den. A partir de aquí, se redistribuirán las turbinas en menor cantidad de filas.

Los modelos originales se diseñaron con 4 filas cada uno. Presuponiendo una mejoría de los resultados, se someterán a la comparación con las turbinas dispuestas en tres y en dos filas. Esta comparación dará una idea de la diferencia de producción existente entre unas y otras y en qué grado compensa cada opción. Además, en este punto se decidirá el modelo concreto que mejor rendimiento le otorga al parque.

## 3- COMPARACIÓN PARA UN SOLO MODELO VARIANDO LAS DISTANCIAS

Una vez decidida la configuración del parque, se procederá a variar las distancias paulatinamente para comprobar, dentro de los límites de espacio con los que se cuentan, qué separaciones son las óptimas en cada caso. De aquí se obtendrá el diseño definitivo. Habrá que tener en cuenta:

### 3.1- ÁNGULO ENTRE TURBINAS

Dependiendo de la dirección del viento predominante, el ángulo que formen las turbinas de las distintas filas entre sí tendrá una influencia mayor o menor a la hora de la afección de las estelas. Se tratará de que no coincida este ángulo con el de la dirección predominante.

### 3.2- DISTANCIA ENTRE TURBINAS

Como se ha mencionado en repetidas ocasiones a lo largo del presente documento, interesa utilizar el menor espacio entre turbinas debido al altísimo coste del cableado. Por lo tanto, dentro de las opciones que se consideren aptas, se escogerá la que implique menos kilómetros de distancia.

### 3.3- GIRO EN BASE A LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE DEL VIENTO

Posiblemente será necesario girar el parque para optimizar la producción haciendo que el mayor número de turbinas quede libre de estelas de otros aerogeneradores dependiendo de la dirección más frecuente del viento.



### 3.4- $C_F$ OBJETIVO

Tomando como criterio los resultados que se vayan obteniendo, se decidirá un  $C_F$  aceptable dependiendo de las posibilidades que ofrezca el parque y se escogerá un modelo que cumpla con ese mínimo.

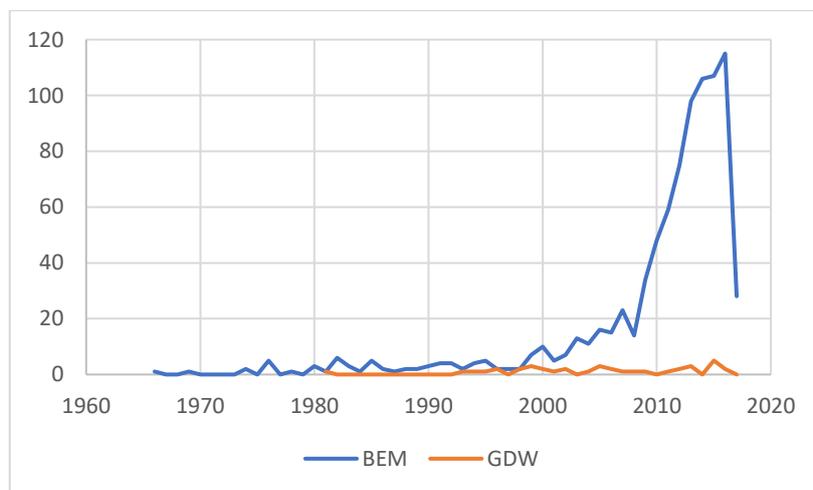
## 4.6 Previsión de la producción

Actualmente, el modelo numérico que mayoritariamente se aplica al cálculo de las producciones para los parques eólicos, es el Blade Element Momentum (BEM). Esto es debido principalmente a la relación precisión de los datos-sencillez de cálculo. El método de cálculo más exacto de todos es el que usa dinámica de fluidos computacional (CFD), pero sólo es posible su aplicación para detalles dentro de un sistema más complejo, en ningún caso para modelar un parque eólico completo. Por su parte, la curva de potencia que proporciona el fabricante tiene una función de aproximación a la realidad en la etapa de prediseño, ya que los resultados que da son meramente orientativos. La tabla 4 muestra una comparación de las características más representativas de los tres métodos.

**TABLA 10. COMPARACIÓN MÉTODO CFD, BEM Y CP.EP**

Factor	CFD	BEM	Curva de Potencia
Coste computacional	\$\$\$\$\$\$\$\$	\$\$	\$
Precisión	↑↑↑↑↑	↑↑↑↑	↑
Aplicación para análisis de cargas	x	✓	x
Capacidad para simular varios casos	x	✓	✓
Operatividad/practicidad	x	✓	✓
Aplicación industria eólica	x	✓	pre-diseño
Sencillez	x	✓	✓
Software accesible	\$\$\$	\$	\$
Uso para investigación	↑↑↑	↑	x

Con el auge de la industria eólica, están surgiendo nuevas teorías y métodos de cálculo, pero que aún no han alcanzado su total desarrollo o implementación. Un ejemplo es la *generalized dynamic wake theory (GDW)*. A continuación, se muestra un gráfico que compara las publicaciones científicas de ambas, BEM y GDW.



**ILUSTRACIÓN 3.23. NÚMERO DE PUBLICACIONES REFERENTES A BEM O A GDW. FUENTE: UCREA. EP**





En el apartado anterior, se ha definido el rendimiento promedio de cada parque para su comparación, sin tener en cuenta el valor total de la producción. No obstante, uno de los primeros objetivos a la hora de diseñar un proyecto eólico es estimar este valor. Ya se ha visto que para ello existen diversos modelos numéricos que se basan en variables asociadas a la energía disponible. Para éste, se van a comparar dos distintos. El primero, basado en la curva de potencia de la turbina que proporciona el fabricante y el segundo basado en BEM.

#### 4.6.1 Modelo basado en la curva de potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que proporciona el fabricante e indica cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador para diferentes velocidades de viento. Se obtienen a partir de medidas realizadas experimentalmente en campo, dónde se sitúa un anemómetro sobre un mástil relativamente cerca del aerogenerador. La línea de la curva no es exacta debido a diferentes motivos. El primero de ellos es que la potencia que da la turbina no es siempre la misma para el mismo viento, por lo que se realiza una media. Además, las medidas de viento no son exactas, las mediciones tienen un error de hasta un 3%. Esto significa que el error de la potencia correspondiente puede ser hasta de un 9%, ya que la velocidad en la fórmula de la potencia es exponencial [14].

El método es sencillo, para cada velocidad, le corresponde un único valor de potencia. Éstas, dependerán de la misma velocidad de viento inicial y de la dirección del flujo. Con estas variables, se estima el valor que llega a cada una de las turbinas y se suma hasta completar la potencia del parque.

#### 4.6.2 Modelo basado en BEM o BEMT (Blade Element Momentum Theory)

El método de la curva de potencia sirve para hacer una primera aproximación de los datos que se van a obtener, pero la realidad se aleja bastante de estos valores. Esto supone que los beneficios reales, tampoco van a parecerse a los previstos durante la fase de proyecto. Para solventar este problema, y tratar de aproximarse lo máximo posible a la realidad, se ha escogido otro modelo más complejo: BEM (Blade Element Momentum).

En este caso, se estudian las fuerzas que se ejercen (debido al viento) en cada pala. Ésta se secciona en anillos que tienen distintas características físicas y aerodinámicas entre sí. Una vez se resuelven los resultados de las secciones por separado, se integran para obtener la fuerza resultante y con ella la producción y cargas de la turbina. A continuación, se explican muy someramente los fundamentos teóricos más importantes que dan lugar al método.

##### 1.1 Teoría de Cantidad de movimiento

Para explicar este fenómeno, se consideran ciertas hipótesis de aplicación. La primera es que el fluido es ideal, sin viscosidad. Además, el movimiento es estacionario, la velocidad es uniforme en las secciones paralelas al rotor y existe un tubo de corriente bien definido tanto aguas arriba como aguas abajo. Por último, se trata de un flujo incompresible y no hay efectos de rotación del aire.



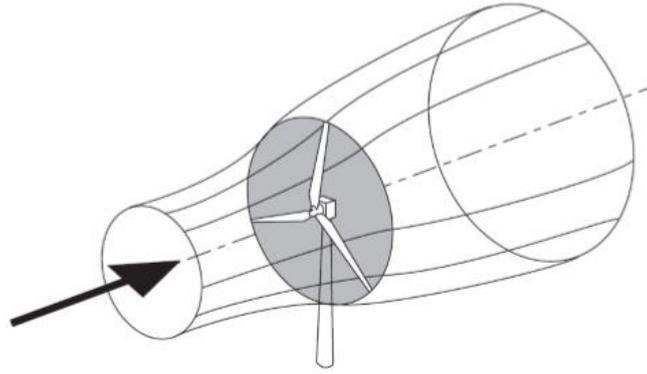


ILUSTRACIÓN 4.22. ESQUEMA DE LAS LÍNEAS DE CORRIENTE [36]

Una turbina eólica extrae la energía cinética del viento en forma de energía mecánica. Para ello, es necesario que, al pasar por el rotor, la velocidad del fluido disminuya. Para este supuesto, se considera que el rotor es un disco permeable ideal, sin fricción ni componente rotacional de la velocidad en la estela (ilustración 4.22). Actúa como un dispositivo de arrastre disminuyendo la velocidad del viento desde el valor inicial  $U_\infty$  hasta  $U_d$  en las palas y hasta  $U_w$  más alejado del rotor, en la estela.

El viento, según se va acercando al rotor de la turbina, frena su velocidad lentamente. En consecuencia, y de acuerdo a la ecuación de Bernoulli, la presión sufre un aumento aguas arriba del rotor. Una vez se ha atravesado el disco, la presión recupera el valor atmosférico, no así la velocidad (Il. 4.23). La energía del viento ha experimentado un descenso en este proceso. Por la ecuación de continuidad, aguas abajo, el caudal de aire que atraviesa el rotor es el mismo antes y después, por lo que el área de afección ( $A$ ) ha aumentado de manera proporcional a la disminución de la velocidad ( $U$ ), como se aprecia en la ilustración 4.24.

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (13)$$

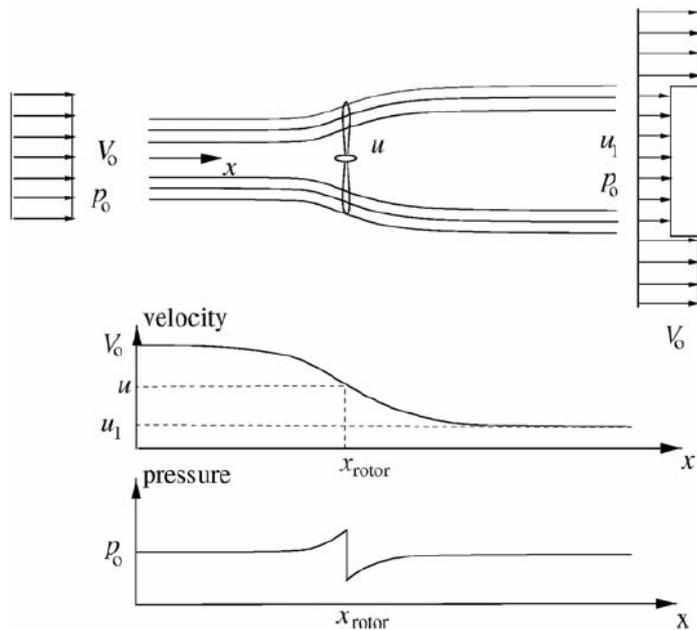


ILUSTRACIÓN 4.23. LÍNEAS DE CORRIENTE, VELOCIDAD AXIAL Y PRESIÓN AL PASAR POR EL ROTOR [37]



Uno de los objetivos será saber cuánta energía es capaz de transformar cada turbina. Para ello, el límite de Betz define el valor máximo de ésta que se puede extraer del viento con un aerogenerador. En este punto, aparece el *factor de velocidad inducida axial "a"*, que indica el grado de disminución de la velocidad del viento a su paso por la turbina.

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (\text{velocidad en el disco}) \quad (14)$$

$$U_w = U_\infty(1 - 2a) \quad (\text{velocidad en la estela}) \quad (15)$$

Por otra parte, y derivadas de las fuerzas de tracción y potencia, se deducen las siguientes expresiones:

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho A_d U_\infty^2} = 4a(1 - a) \quad (16)$$

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho A_d U_\infty^3} = 4a(1 - a)^2 \quad (17.1)$$

La primera,  $C_T$  o Coeficiente de Tracción, es la expresión básica del coeficiente de la fuerza que tiende a derribar al rotor en sentido del viento. El Coeficiente de Potencia,  $C_P$ , es la expresión básica del rendimiento del aerogenerador, determina la cantidad de energía aprovechada del total de energía disponible. En este caso aparece expresada en función de "a".

$$\frac{dC_P}{da} = 4(1 - a)^2 - 8a(1 - a) = 0 \quad a = \frac{1}{3} \quad C_{P_{MAX}} = C_P \left( a = \frac{1}{3} \right) = \frac{16}{27} \approx 0,6 \quad (17.2)$$

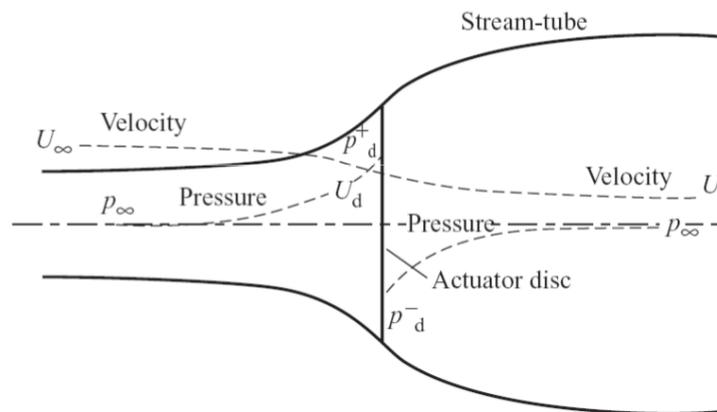


ILUSTRACIÓN 4.24. EFECTOS SOBRE EL FLUJO [36]

Por lo tanto, el valor máximo que se puede extraer de la energía cinética contenida en el viento será del 60%. Según lo anterior, para  $a = \frac{1}{3}$

$$U_d = U_\infty(1 - a) = \frac{2}{3}U_\infty \quad (14)$$

$$U_w = U_\infty(1 - 2a) = \frac{1}{3}U_\infty \quad (15)$$



Además, como se aprecia en la gráfica de la il. 4.25, para un valor de  $a = \frac{1}{3}$ ,  $C_p = \frac{16}{27} \approx 0,6$ .

Para  $a \geq 0,4$ , la velocidad aguas abajo ( $U_w$ ) se hace cero, incluso negativa. Para valores superiores, los resultados no son válidos.

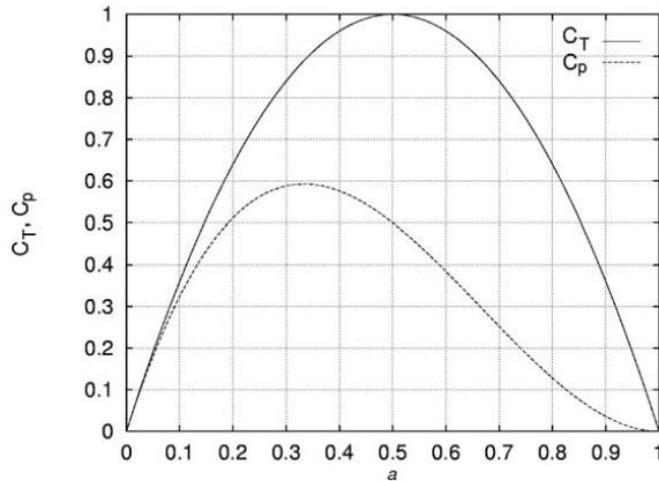


ILUSTRACIÓN 4.25. VALORES DE C<sub>T</sub> Y C<sub>p</sub> EN FUNCIÓN DE A [37]

### 1.2 Teoría del Momento Cinético

La transformación real de la energía se produce debido al par de giro que se genera cuando el fluido atraviesa las palas. Es entonces cuando el generador produce un par mecánico resistente igual al aerodinámico generado por el flujo, pero contrario en signo, que mantiene el rotor girando a velocidad constante transformando así el trabajo ejercido por el par aerodinámico en energía eléctrica.

Al aplicarse el par mecánico resistente, el fluido al atravesar el rotor gira en sentido contrario a este y gana entonces momento angular. De este modo, aguas abajo del rotor el fluido tendrá una componente de velocidad tangencial y otra axial. Aquí se introduce el concepto de *factor de velocidad inducida tangencial* "  $a'$  ", estableciéndose la siguiente relación:

$$a(1 - a) = \lambda^2 \mu^2 a' \quad a' = \frac{a(1-a)}{\lambda^2 \mu^2} \quad \text{Donde: } \lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty} \quad \mu = \frac{r}{R} \quad (18)$$



### 1.2 Teoría del Elemento de pala

Esta teoría se basa en asumir que las fuerzas que actúan en la totalidad de la pala son el resultado de la suma de las fuerzas que se ejercen en cada anillo de la misma. Para ello, se estudia cada sección por separado considerando solamente las características 2D de los perfiles y sin que haya interacción entre ellos. Es decir, cada anillo influye variando el momento axial y angular únicamente del fluido que lo atraviesa.

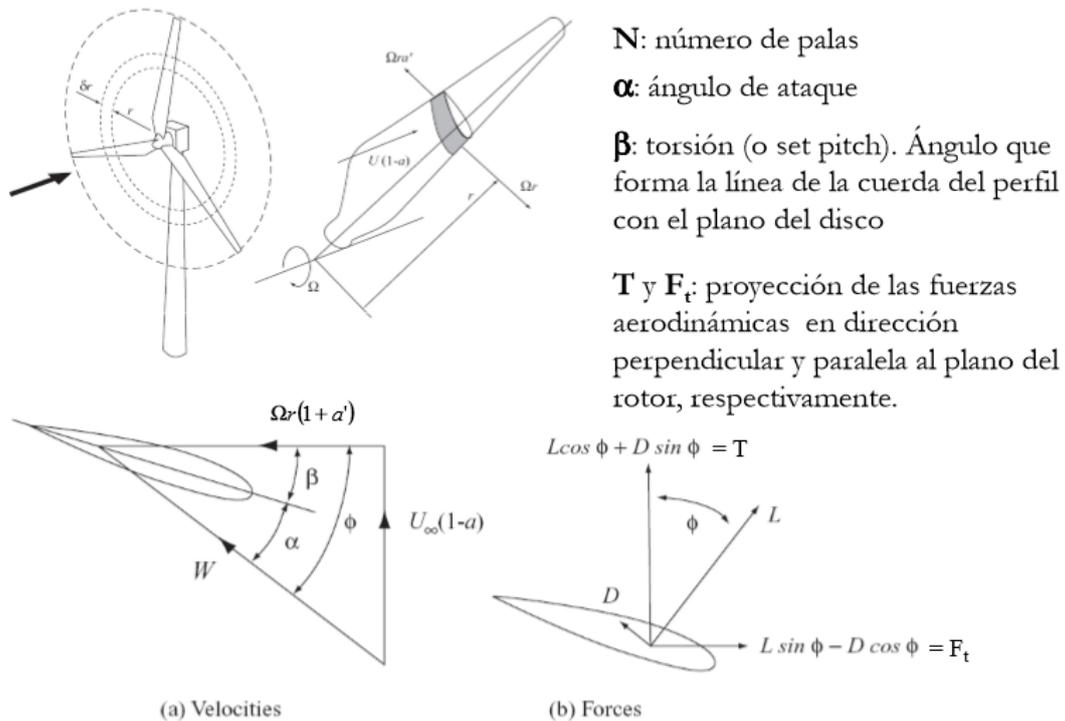


ILUSTRACIÓN 4.26. DETALLE DEL ELEMENTO CONSIDERADO [36]

Las siguientes relaciones son el resultado del análisis de las fuerzas que aparecen en cada elemento de pala:

- Velocidad resultante
- Fuerzas aerodinámicas
- Las proyecciones de las fuerzas en dirección perpendicular y paralela al plano del rotor
- El par
- La potencia
- Ángulo de ataque:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1+a')}\right) \quad (19)$$

Los coeficientes de sustentación y resistencia ( $C_L$  y  $C_D$ ), dependen de este ángulo de ataque  $\alpha$  además del perfil aerodinámico que se esté utilizando.



Combinando las tres teorías anteriores, se obtiene el siguiente sistema de 3 ecuaciones y 3 incógnitas:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma_r}{4\sin^2\phi} (C_L \cos\phi + C_D \sin\phi) \quad (20)$$

$$\frac{a'}{(1+a')} = \frac{\sigma_r}{4\sin\phi\cos\phi} (C_L \sin\phi - C_D \cos\phi) \quad (21)$$

$$\tan\phi = \frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{(1-a)}{\lambda\mu(1+a')} \quad (22)$$

$$\text{donde: } \sigma_r = \frac{Nc}{2\pi r} = \frac{Nc}{2\pi\mu R}$$

Conociendo todas las características del rotor, el procedimiento para resolver numéricamente el sistema consta de los siguientes pasos:

1. Se estiman unos valores iniciales de  $a$  y de  $a'$
2. Se calculan los ángulos  $\phi$  y  $\alpha$  de cada sección
3. Con el ángulo de ataque, se calculan  $C_L$  y  $C_D$  de cada sección
4. A través de las ecuaciones del sistema anterior, se recalculan  $a$  y  $a'$
5. Si no coinciden con los del punto 1, se itera de nuevo con estos nuevos valores.

Existen dos correcciones que se aplican al resultado final y mejoran notablemente la precisión del dato:

**Corrección de Prandtl:** Subsana la suposición de que se trata de un número infinito de palas. La estela generada por uno y otro será sustancialmente distinta. Para ello, se aplica un factor de corrección  $F$  a las ecuaciones del diferencial de tracción y diferencial de par:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1}(e^{-f}) \quad \text{Donde: } f = \frac{N}{2} \frac{R-r}{r\sin\phi} \quad (23)$$

**Corrección de Glauert:** Mejora mediante relaciones empíricas la curva mostrada en la gráfica 4.25, cuando los valores de  $a \geq 0,4$ .

$$C_r = \begin{cases} 4a(1-a)F & a \leq a_c \\ 4(a_c^2 + (1-2a_c)a)F & a > a_c \end{cases} \quad (24)$$

$$(25)$$



Cuando  $a_c=0,2F$

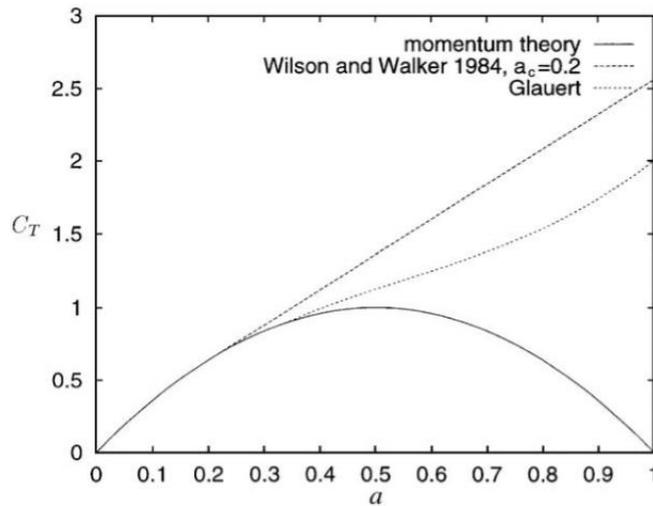


ILUSTRACIÓN 4.27. DIFERENTES EXPRESIONES DE  $C_T$  FRENTE A  $a$  [37]

La siguiente ilustración 4.28, representa la curva de potencia obtenida experimentalmente en el parque eólico *Sotavento Galicia* promovido por la *Xunta de Galicia*. A partir de datos obtenidos cada 10 minutos, se traza la curva. Los puntos alrededor son los datos reales y la curva roja resultante es la media de todos ellos. Por ejemplo, para una velocidad de 10 m/s, se obtendría una potencia aproximada de unos 340 kWh. De este modo, con los datos reales de viento de los que se disponga, se iría completando la previsión anual de producción para un parque.

En este estudio, el método que se propone es similar. En lugar de obtener la nube de puntos de manera experimental, se generará a partir de simulaciones informáticas con los valores de potencia obtenidos con el modelo BEM.

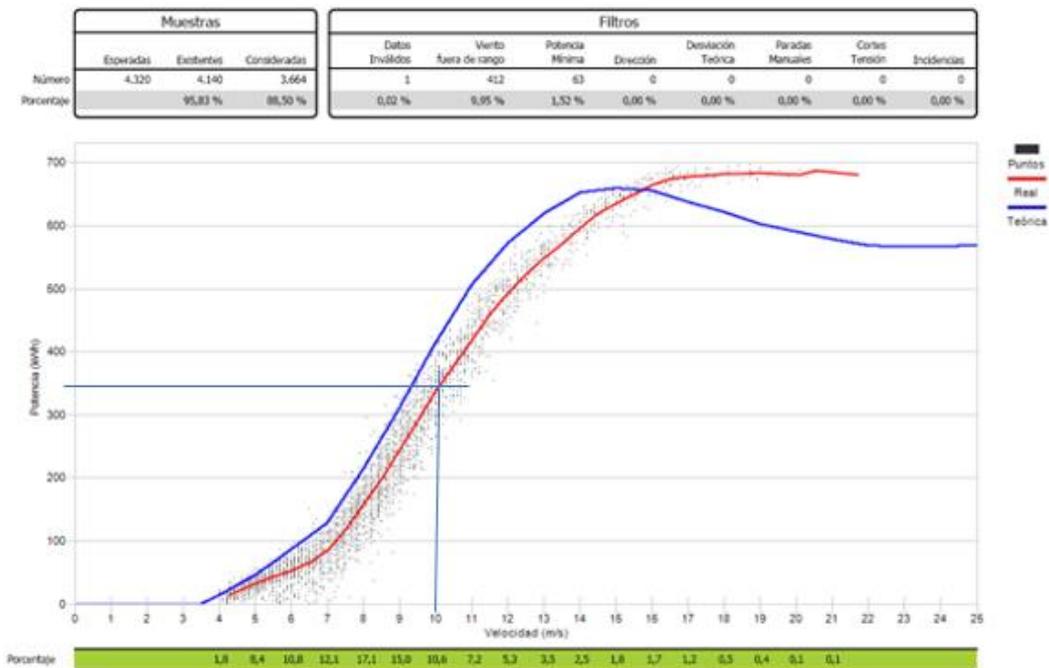


ILUSTRACIÓN 4.28. CURVA DE POTENCIA EXPERIMENTAL [38]

### 4.6.3 Aplicación de los modelos

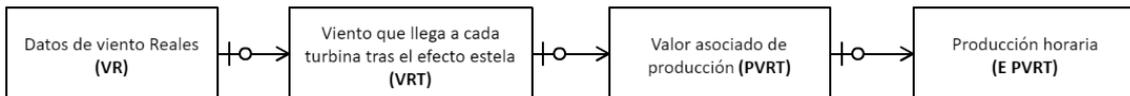
#### Curva de Potencia

Las premisas de las que parte el método de la curva de potencia son principalmente dos:

- Supone que el viento es estable durante todo el periodo (horario) del cual se tiene la media. En este caso, se consideran 20 años, desde 1990 hasta 2009 ambos incluidos.
- Supone que la turbina se encuentra en estado estacionario, es decir, que no varía su comportamiento en las transiciones entre vientos etc.

Esto implica una simplificación importante a la hora de realizar los cálculos de la potencia correspondiente a cada periodo.

Se parte de los datos reales de viento, que llamaremos Velocidades Reales (**VR**), obtenidos de manera horaria durante 20 años (1990-2009). Para cada dato de viento, se obtendrán otros 19 más, uno para cada turbina, dependiendo de la rosa de los vientos y debido al efecto estela con el modelo de Jensen, explicado anteriormente. Por lo tanto, para cada dato de viento real, se obtendrán 20 velocidades, a partir de ahora, Velocidades Reales de Turbina (**VRT**). A partir de aquí, es sencillo, para cada dato de velocidad de viento, corresponderá un único valor de potencia (**PVRT**). Por lo tanto, la producción horaria se obtendrá sumando los valores calculados para cada turbina de cada valor de viento.



#### BEM

El procedimiento a seguir para la previsión con BEM es diferente. El viento varía durante toda la hora, y la turbina reacciona con el viento, tiene aceleración...por lo tanto para lograr datos más precisos, hay que tener estos factores en cuenta.

Se plantean dos opciones para obtener las previsiones:

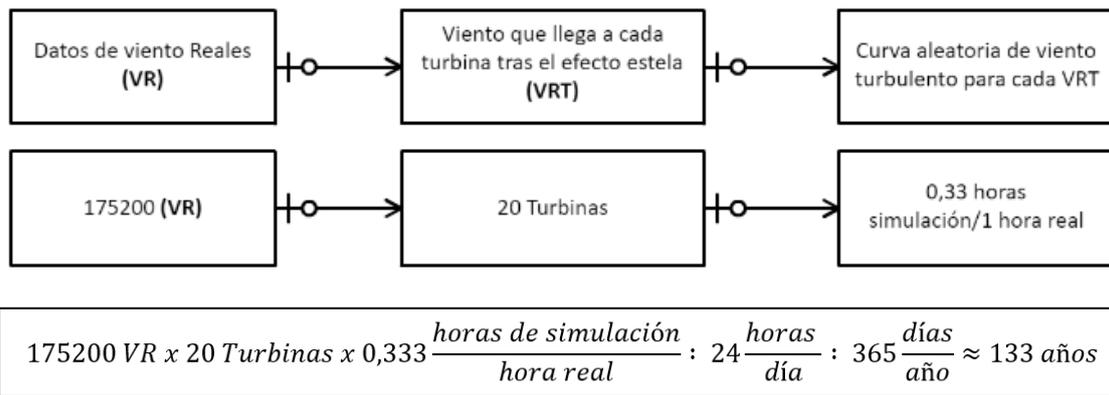
#### OPCIÓN A

Se parte de los mismos datos reales de viento (**VR**), y se obtienen las mismas 20 Velocidades Reales de Turbina (**VRT**) de la misma manera que en el caso anterior.

A continuación, se genera de manera aleatoria mediante simulación informática una curva de viento turbulento para simular lo ocurrido durante esa hora. De este modo, se obtendrían 20 curvas por cada dato de viento real.

Teniendo en cuenta que son datos horarios de 20 años, y que a esto hay que multiplicarlo por las 20 turbinas que tiene el parque, estaríamos ante una simulación de más de 3,5 millones de horas. Debido a la capacidad actual de los equipos de los que se dispone, cada tres horas de simulación de producción, supone una en la vida real corriendo un programa a la vez, por lo que es imposible de llevar a cabo. Se descarta.





### OPCIÓN B

La base es la misma que en el método anterior, pero esta vez, no se parte de los datos de viento reales. Se elige una serie de velocidades para las cuales la turbina funciona, desde 5 m/s hasta 25 m/s con un paso de 0,5 m/s. Es decir, 41 datos de velocidades distintas. En lo que sigue, **VRef** (velocidades de referencia)

Para cada una de ellas, se van a generar aleatoriamente 25 curvas de viento turbulento, cuya media será la velocidad con la que se esté trabajando. Para cada curva, se obtiene una potencia asociada media mediante BEM en el entorno FAST.

De este modo, para cada velocidad, se tendrán 25 potencias distintas asociadas. Así, se crea la curva de valores de BEM, que se muestra en la siguiente ilustración 4.29.

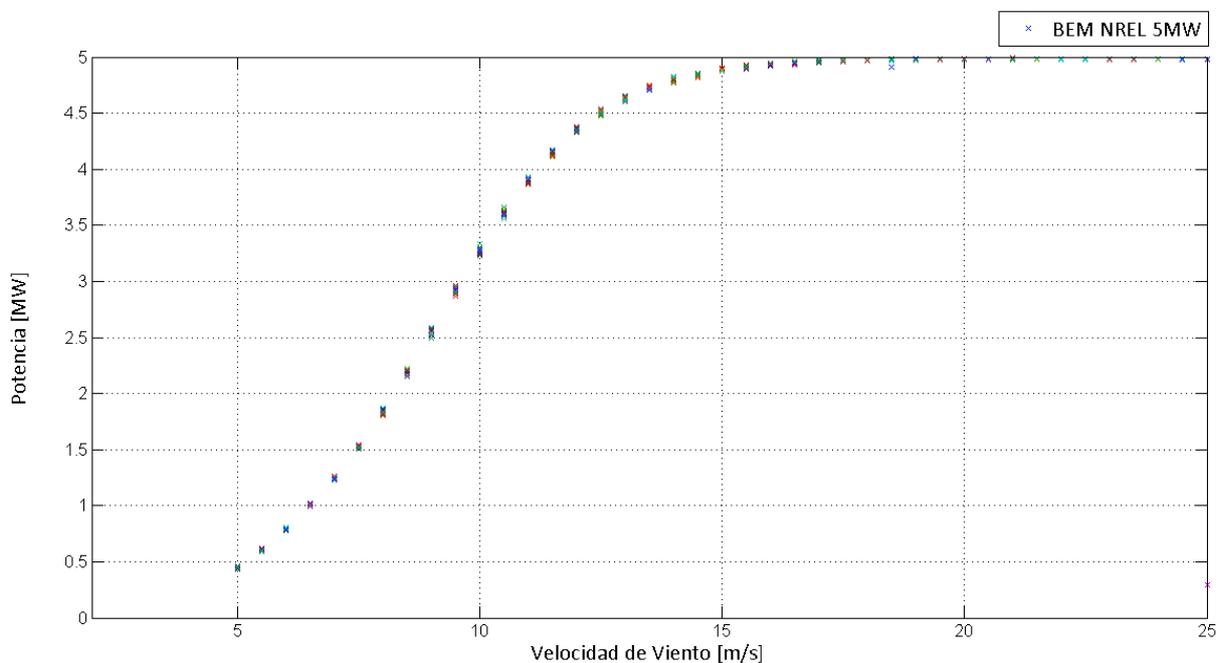


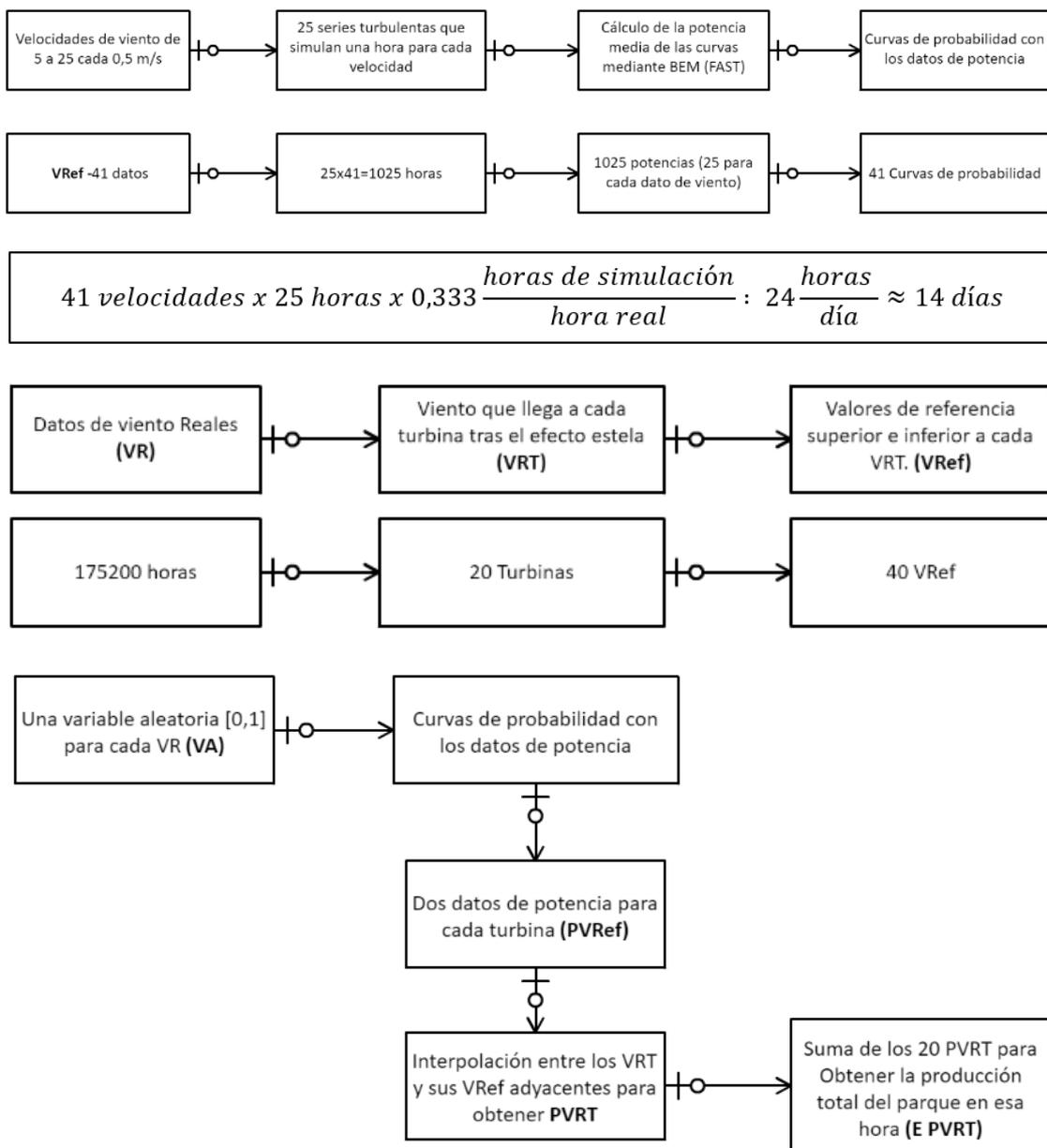
ILUSTRACIÓN 4.29. CURVA BEM NREL 5MW. EP



El siguiente paso es crear con ellas unas curvas de probabilidad. En este punto, entran en juego los datos reales de viento. Para cada uno de ellos, se calcula el valor que llega a cada una de las 20 turbinas en este caso, teniendo en cuenta el efecto estela como ya se mencionó anteriormente. Por lo tanto, para cada dato de viento real, tenemos 20 valores a tener en cuenta (**VRT**).

Se identifica para cada VRT, la velocidad superior e inferior de las llamadas **VRef**. Se genera una variable aleatoria (**VA**), entre 0 y 1, y se busca la potencia a la que corresponde en cada una de las dos curvas de probabilidad (**PVRef**) de las velocidades adyacentes **VRef** para después interpolar y obtener la potencia que corresponde a cada turbina (**PVRT**). Sumando los 20 datos, se obtendrá la energía producida por todo el parque en esa hora.

De esta manera, se van acumulando datos hasta conseguir datos diarios, mensuales, interanuales o lo que se requiera en cada caso.





### EJEMPLO PRÁCTICO

Se va a suponer una velocidad de viento media real de 11,8 m/s para una hora (VR=11,8).

Los valores que llegan a cada turbina con ese dato inicial serán los siguientes:

Turbina	VRT	Turbina	VRT
T1	11,80	T11	11,39
T2	11,80	T12	10,23
T3	11,80	T13	10,67
T4	10,25	T14	10,88
T5	10,47	T15	11,31
T6	10,15	T16	10,25
T7	10,98	T17	11,80
T8	10,24	T18	10,93
T9	11,59	T19	11,15
T10	11,29	T20	10,22

Se genera una variable aleatoria (**VA**) para las 20 turbinas, VA=0,76

Comenzando por la Turbina 1:

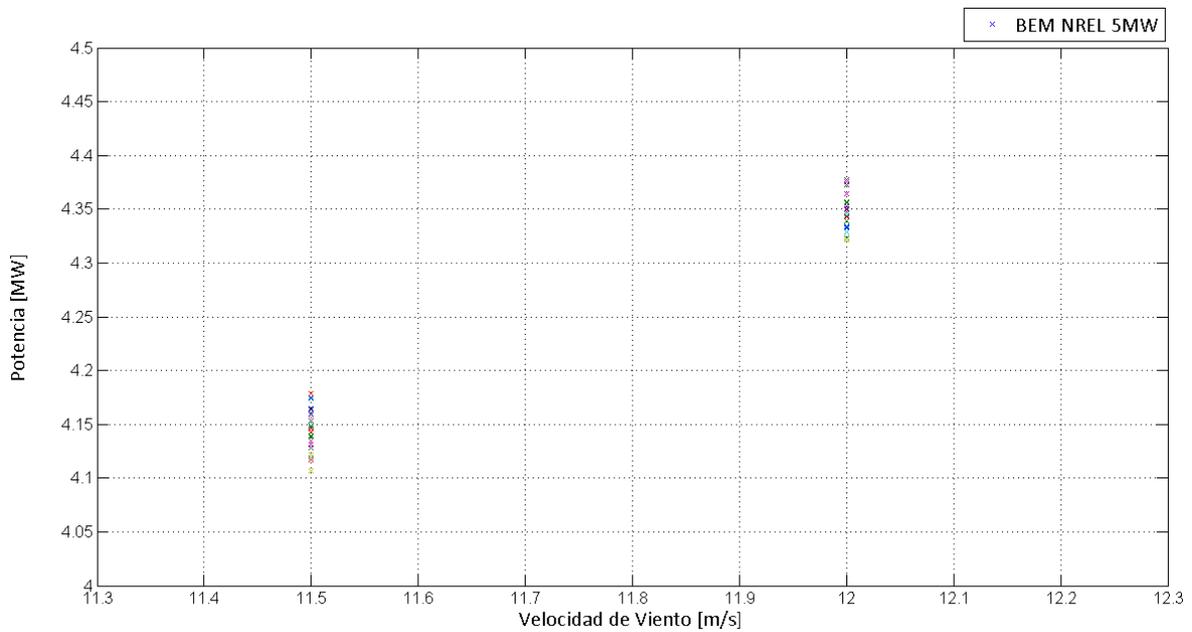


ILUSTRACIÓN 4.30. POSIBLES POTENCIAS PARA 11,5 Y 12 M/s. EP



El  $VRT_1=11,8$  m/s, por lo que se encuentra entre los  $V_{Ref}$  11,5 y 12 m/s, cuyas curvas de probabilidad son las siguientes:

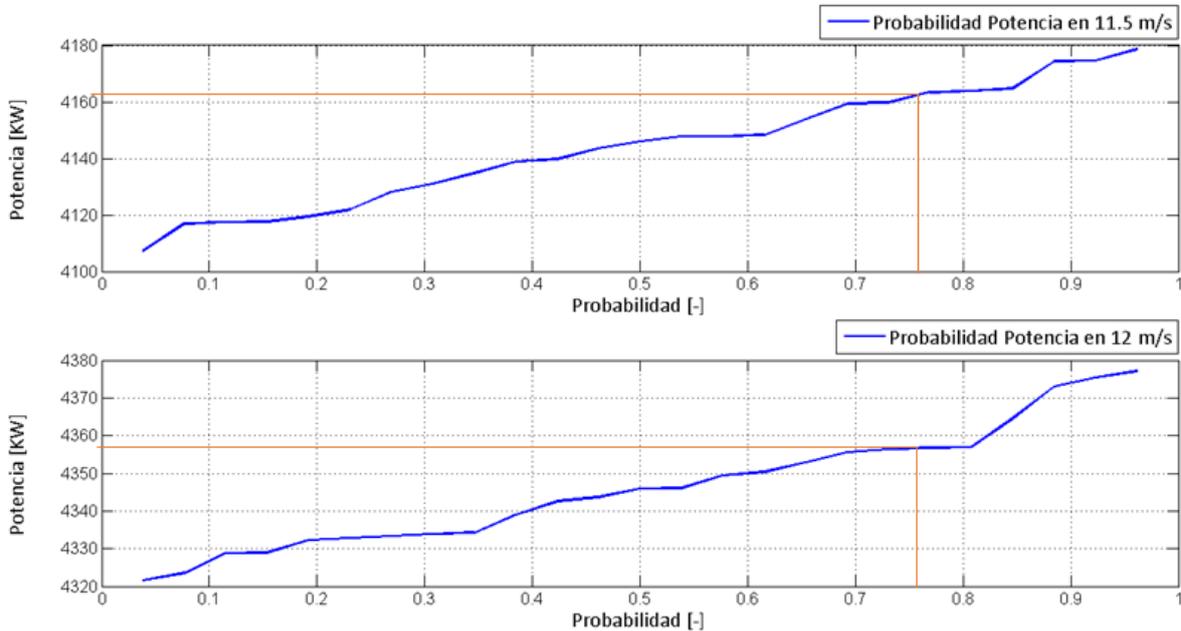


ILUSTRACIÓN 4.31. CURVA 11,5 Y 12 M/s. EP

$$PVRT_{1,1} = 4162 \text{ Kw}$$

$$PVRT_{1,2} = 4357 \text{ Kw}$$

Se realiza la interpolación:

$$\frac{12-11,5}{4357-4162} = \frac{12-11,8}{4357-P} \quad P = 4279 \text{ KW} = 4,279 \text{ MW}$$

Al ser datos medios durante cada hora, se convierten directamente en energía, es decir, 4,279 MWh. Si se repite el mismo proceso para las 20 turbinas, se obtendrá la energía producida por todo el parque en esa hora:

Turbina	VRT (m/s)	Potencia (MWh)
T1	11,80	4,279
T2	11,80	4,279
T3	11,80	4,279
T4	10,25	3,718
T5	10,47	3,795
T6	10,15	3,680
T7	10,98	3,981
T8	10,24	3,713
T9	11,59	4,205
T10	11,29	4,093

Turbina	VRT (m/s)	Potencia (MWh)
T11	11,39	4,130
T12	10,23	3,710
T13	10,67	3,870
T14	10,88	3,944
T15	11,31	4,100
T16	10,25	3,718
T17	11,80	4,279
T18	10,93	3,963
T19	11,15	4,045
T20	10,22	3,706
		$\Sigma$ total 79,49



## 5- Aplicación a caso práctico

### 5.1 Definición del parque

#### 5.1.1 Localización

Como se describe en la metodología, para buscar una localización hay que cumplir tres requisitos mínimos: Atenerse a las restricciones legales, disponer de suficiente recurso eólico y de una profundidad adecuada a la tecnología de la que se dispone. A continuación, se detallan los aspectos anteriores:

#### Normativa ambiental

En 2009, los Ministerios de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio aprobaron el *Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos* [39]. En dicho informe, se acotan las zonas donde sería viable instalar un parque eólico distinguiéndose tres distintas las cuales se observan en el mapa de la ilustración 5.1:

1. “Zonas de exclusión” -representadas de color rojo-, que responden a las zonas que no son aptas para la instalación de parques eólicos marinos por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios.
2. “Zonas aptas con condicionantes ambientales” -representadas de color amarillo-, entendiéndose como zonas en las que se ha deducido la posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos, en los que deberá profundizar la evaluación de impacto ambiental de los correspondientes proyectos.
3. “Zonas aptas” -representadas de color verde-, entendiéndose éstas como zonas para las que no se ha detectado, en base a la información disponible en el momento de la elaboración del Estudio, ninguna probable afección ambiental a escala de planificación.

En el caso de las zonas de exclusión y aptas con condicionantes se han tenido en cuenta los siguientes puntos en distinto grado:

- Recursos y actividades pesqueras
- Dominio público marítimo-terrestre
- Biodiversidad y áreas protegidas
- Patrimonio Cultural
- Seguridad Ambiental



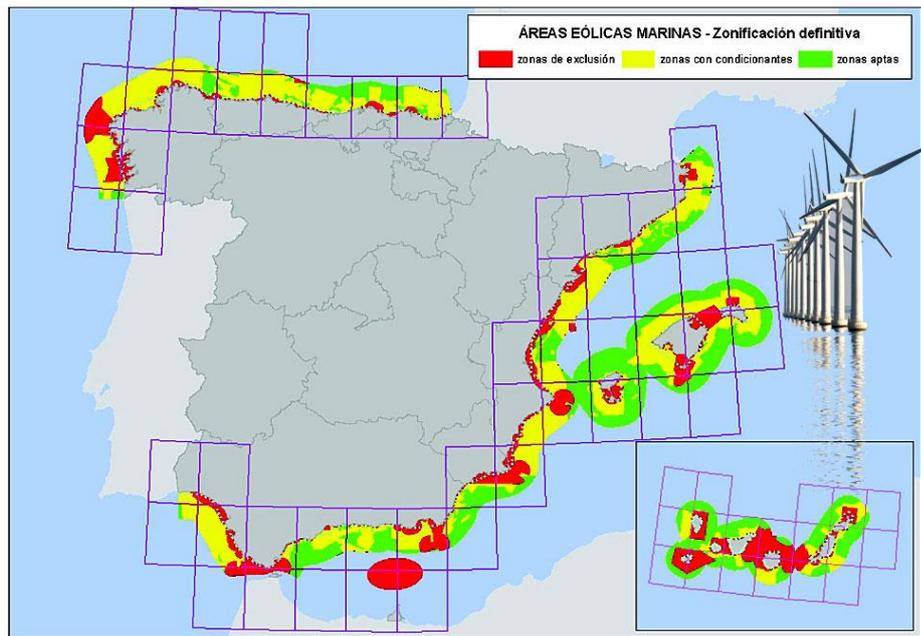


ILUSTRACIÓN 5.1. MAPA EEAL [40]

### Otros factores determinantes

Además de cumplir con las condiciones que exige la ley, el elemento más importante a la hora de ubicar un parque eólico es el recurso viento que exista en la zona. Por ello, más tarde, el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) elabora un atlas eólico del país que tiene como base el mapa del EEAL (Estudio Estratégico Ambiental del Litoral) [40]. Dicho mapa puede encontrarse en la aplicación disponible en la web del IDAE [41]

Como puede apreciarse en el mapa resultante (Il. 5.2), en cuanto a las velocidades de viento, por lo general, las zonas más próximas a la costa son las que menos velocidad de viento tienen. Una turbina media de las que se instalan hoy en día empieza a producir a partir de los 3 o 4 m/s y no alcanza su potencia nominal hasta que el viento sopla a unos 11 m/s. Por lo tanto, es necesaria una velocidad media considerable para que compense la inversión.

Por otra parte, alejándose del litoral, el viento será más fuerte, pero las profundidades enseguida se hacen demasiado pronunciadas para poder instalar aerogeneradores convencionales. En la mayoría de los casos se superan los 50 m de profundidad a muy poca distancia de la costa. La siguiente solución sería instalar plataformas flotantes, que están aún en estudio y desarrollo. Además, existe en la regulación la prohibición de instalar parques a menos de 8 km de la costa, lo que dificulta aún más la labor. Por lo tanto, es complicado encontrar una zona donde todas las variables coincidan.



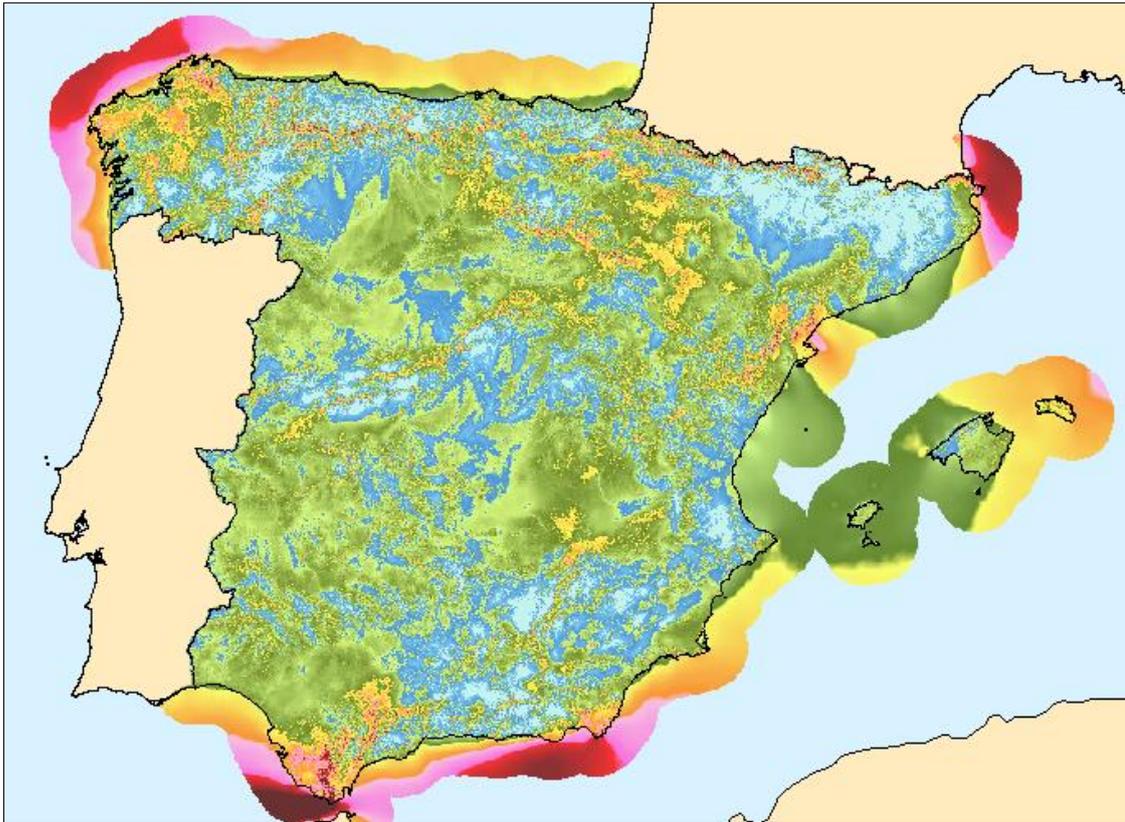


ILUSTRACIÓN 5.2. MAPA DEL RECURSO EÓLICO (IDAE) [41]

### Estudio de las ubicaciones dentro de la península ibérica

A la hora de escoger una localización, se estudian varios emplazamientos posibles, a priori, atendiendo a la normativa existente. Barriando toda la costa, y descartando las zonas prohibidas por la legislación ambiental, se dan tres casos que se ejemplifican a continuación:

#### 1- RECURSO EÓLICO ESCASO: EJEMPLO DE MUTRIKU (VIZCAYA)

Como se refleja en las imágenes de la ilustración 5.3, en esta zona aparentemente se cumplen todos los requisitos físicos y normativos para poder instalar un parque. La profundidad es suficientemente baja, está a más de 8 km de la costa, y se considera apta según la clasificación del ministerio. Lo que no queda tan claro es la rentabilidad que tendría el parque, ya que el valor máximo de velocidad de viento en la zona ronda los 8 m/s (Il. 5.4).



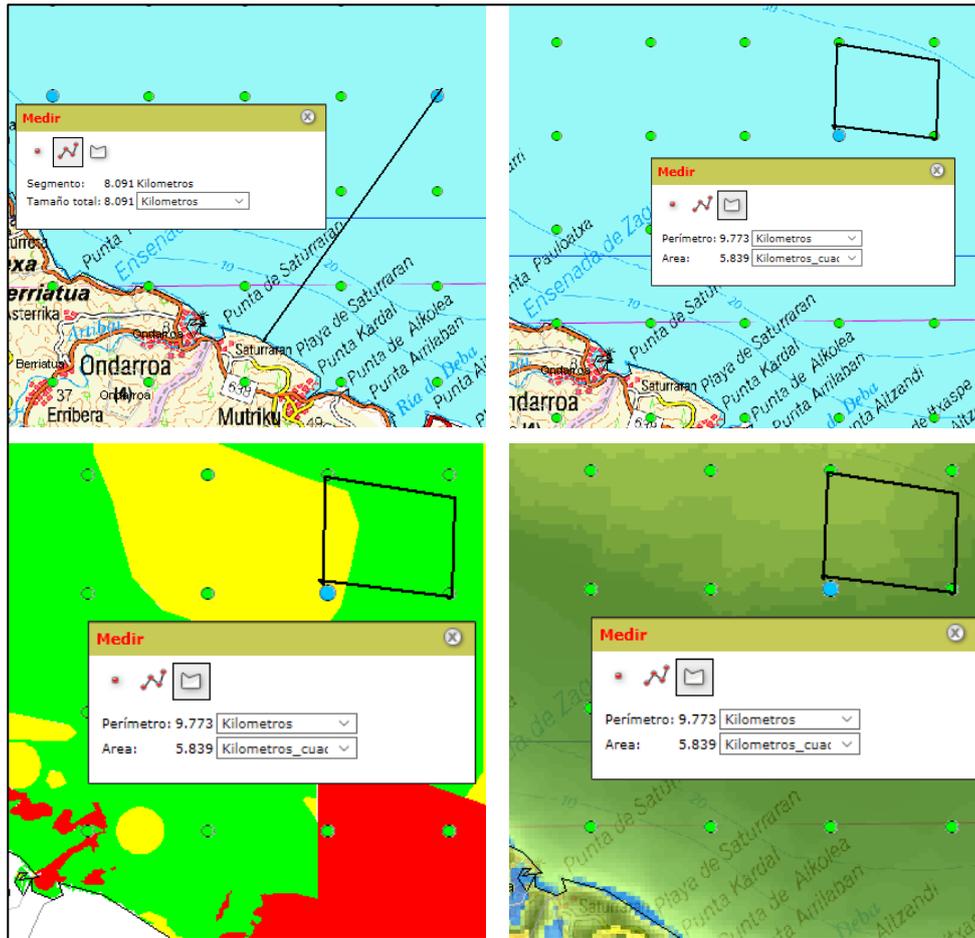


ILUSTRACIÓN 5.3. DIFERENTES MAPAS TEMÁTICOS DE LA ZONA DE MUTRIKU, VIZCAYA [41]

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	5.72	4.645	2.39	5.663	1.871
NNE	6.43	4.859	3.12	5.809	1.767
NE	6.47	4.691	2.01	5.278	2.016
ENE	4.36	4.639	1.37	5.213	1.933
E	3.25	4.645	1.09	5.118	1.762
ESE	2.43	3.856	0.5	4.188	1.632
SE	2.05	3.998	0.44	4.347	1.713
SSE	3.75	6.975	5.47	7.728	1.514
<b>S</b>	<b>7.26</b>	<b>7.809</b>	<b>10.83</b>	<b>8.608</b>	<b>1.847</b>
SSW	5.42	7.408	8	8.317	1.723
SW	7.6	8.43	13.26	9.124	1.875
WSW	7.23	6.729	6.25	7.379	1.986
W	10.75	7.751	15.74	8.869	2.037
WNW	10.4	7.738	15.94	8.724	1.868
NW	9.06	6.806	8.58	7.532	1.937
NNW	7.83	5.713	5.01	6.521	1.872

ILUSTRACIÓN 5.4. DATOS RELATIVOS A LA LOCALIZACIÓN DE MUTRIKU, VIZCAYA. FUENTE:EEAL [41]

## 2- DEMASIADA PROFUNDIDAD: EJEMPLO DEL CABO SAN ADRIÁN (CORUÑA)

La situación que más se repite a lo largo de todo el litoral español, es la de la costa gallega de Coruña. Todos los factores son favorables excepto la profundidad de la zona. A menos de 7 kilómetros de la costa, la profundidad asciende hasta los 100 metros. En estas condiciones los aerogeneradores convencionales no son viables ni técnica ni económicamente. Se muestra gráficamente en la ilustración 5.5, a continuación:

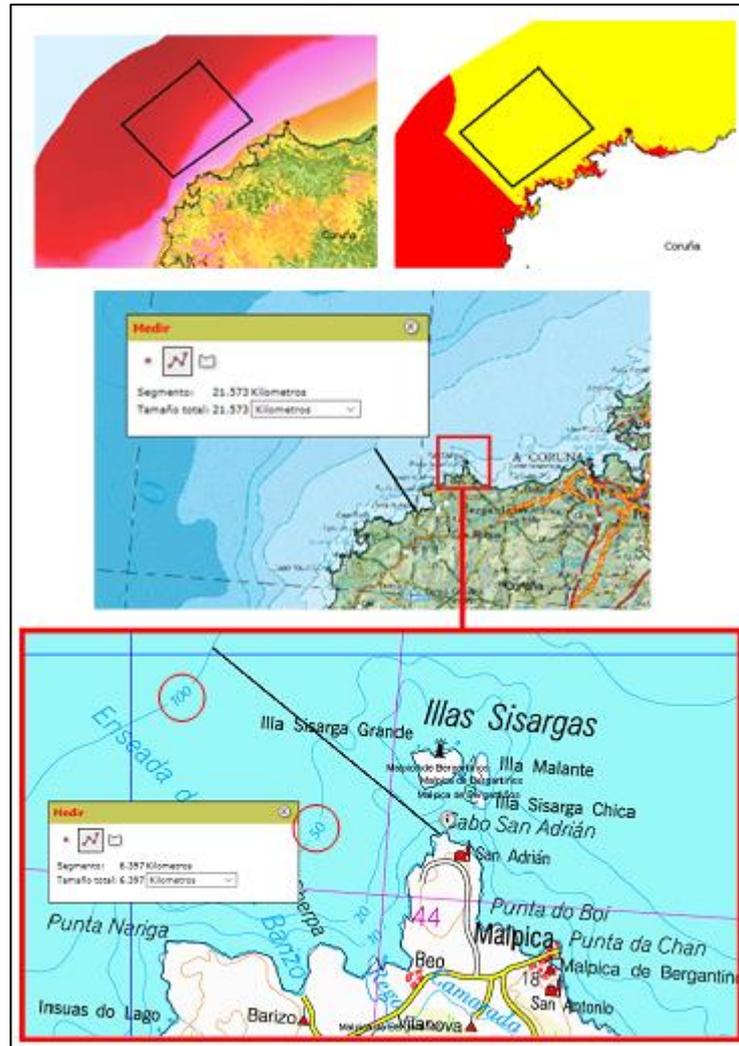


ILUSTRACIÓN 5.5. MAPAS TEMÁTICOS DE LA ZONA DE CORUÑA [41]

## 3- TODOS LOS FACTORES FAVORABLES: COSTA DE TRAFALGAR

Hay una excepción clara a considerar como potencial ubicación para un futuro parque eólico marino: **la costa de Trafalgar**. De hecho, ya se han presentado formalmente a la administración varios proyectos en la zona. Por diferencias políticas y conflictos con los colectivos de pescadores, ninguno se llegó a construir.

El que más cerca estuvo de ejecutarse fue el promovido por Acciona, el proyecto “Mar de Trafalgar”. Consistía en 278 turbinas de 3,6 MW, lo que sumaban más de 1000 MW de potencia, capaces de alimentar a unos 700.000 hogares al año.



Con las cofradías de pescadores, las autoridades locales y la Junta de Andalucía en contra, el proyecto quedó paralizado hasta la fecha junto con otra treintena de ellos que permanecen en un cajón del ministerio de Industria.

Obviando los asuntos políticos que han impedido hasta ahora desarrollar la tecnología eólica marina en el país, el área que aquí se estudia tiene las condiciones necesarias para la instalación de las turbinas como se muestra a continuación.

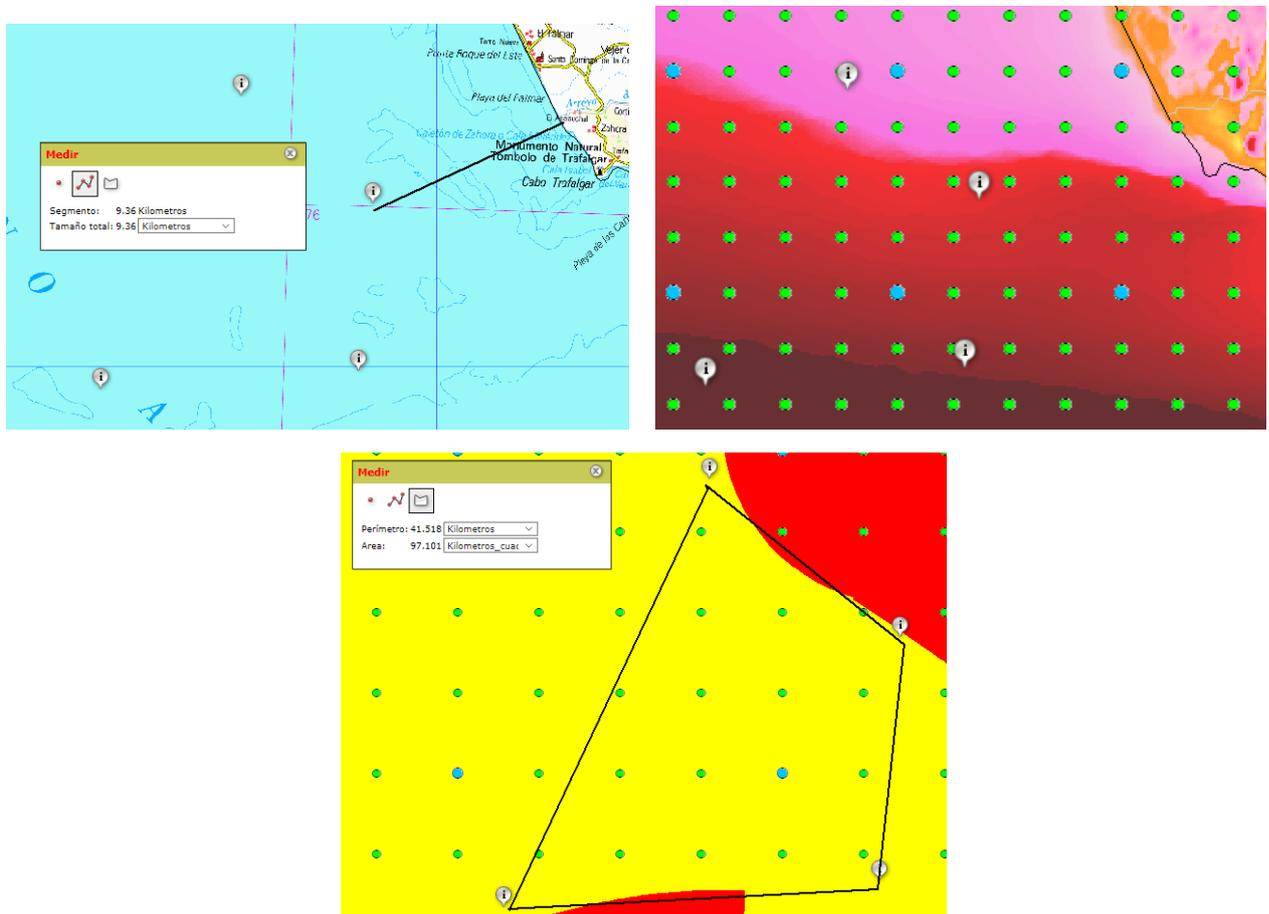


ILUSTRACIÓN 5.6. DIFERENTES MAPAS TEMÁTICOS DE LA ZONA DE ESTUDIO [41]

En la primera de las imágenes de la ilustración 5.6, se muestra que la distancia a la costa supera sobradamente los 8 km, además, se encuentra en una zona clasificada como “apta con condicionantes”, lo que situaría al parque dentro de las estipulaciones exigidas por el ministerio.

Una vez cumplidas las premisas legales para la instalación del parque, entran en juego las cuestiones técnicas necesarias para obtener la rentabilidad deseada. Aquí hay que analizar desde la dificultad de anclar al suelo los aerogeneradores sin que sea excesivamente costoso, hasta las previsiones de producción donde afectan varios factores.



El primer elemento determinante es el viento de la zona para poder calcular de la forma más precisa posible la producción que se va a obtener con el parque. En la segunda de las imágenes de la Il. 5.6, ya se ve que la velocidad será considerable al mostrarse en un color rojo intenso. El mismo IDAE en su atlas eólico proporciona datos concretos de viento de la zona, plasmados en la ilustración 5.7. En este caso, la velocidad media del viento en la dirección predominante alcanza los 14 m/s, lo cual es suficiente para alcanzar la máxima potencia de la turbina. Además, en la rosa de los vientos mostrada en la Il. 5.8, se puede apreciar que el viento es muy direccional, está distribuido mayoritariamente en dos direcciones predominantes contiguas.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.16	7.271	1.27	8.011	2.167
NNE	2.21	6.327	0.51	6.987	1.91
NE	1.58	5.585	0.24	6.213	1.994
ENE	2.85	7.405	0.92	8.175	2.203
E	16.04	13.684	36.55	15.947	2.324
<b>ESE</b>	<b>13.21</b>	<b>14.079</b>	<b>34.01</b>	<b>16.448</b>	<b>2.24</b>
SE	2.32	8.051	0.97	8.807	2.112
SSE	1.73	6.78	0.56	7.575	1.782
S	3.53	9.052	2.4	9.897	1.85
SSW	4.74	8.985	3.18	9.854	1.852
SW	5.19	8.888	3.48	9.821	1.843
WSW	5.93	8.041	2.9	9.025	1.938
W	9.39	7.685	3.51	8.655	2.24
WNW	10.69	7.791	3.78	8.742	2.523
NW	9.62	7.974	3.4	8.655	2.41
NNW	6.81	7.704	2.32	8.415	2.266

ILUSTRACIÓN 5.7. DATOS DEL IDAE RELATIVOS A LA LOCALIZACIÓN EN ESTUDIO [41]

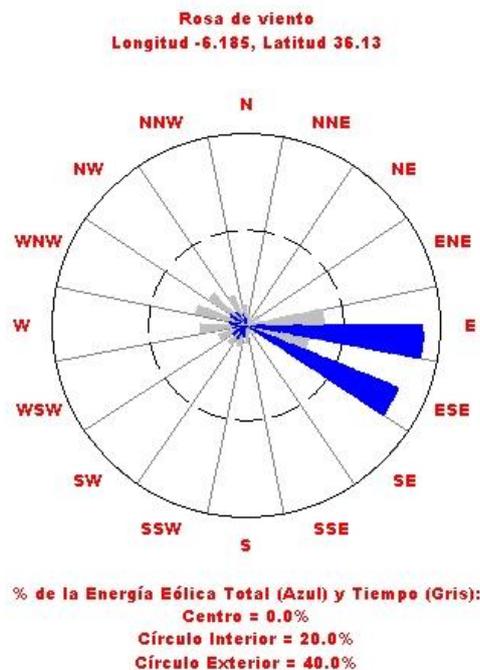


ILUSTRACIÓN 5.8. ROSA DE LOS VIENTOS DEL IDAE DE LA ZONA DE TRAFALGAR [41]



### DESCRIPCIÓN DE LA ZONA

El área escogida pertenece a la clasificada por el ministerio como “apta con condicionantes ambientales”. Esta calificación es debida en gran medida a la gran actividad pesquera de la zona, aunque también se tienen en cuenta otros factores comunes con otras áreas como la biodiversidad, por ejemplo. Además, dentro de ese perímetro se dispone de coordenadas batimétricas precisas.

Se trata de la zona marítima situada a unos 15 km de la costa de término medio al oeste del Cabo de Trafalgar, frente a las costas de Zahora, en Cádiz. El aerogenerador más cercano a la orilla superaría los 10 km de distancia a ésta. Engloba un área de más de 100 km<sup>2</sup>, suficiente para las dimensiones del parque tratado en el presente documento. No obstante, la zona de posible construcción podría abarcar mucho más territorio que el que aquí se considera.

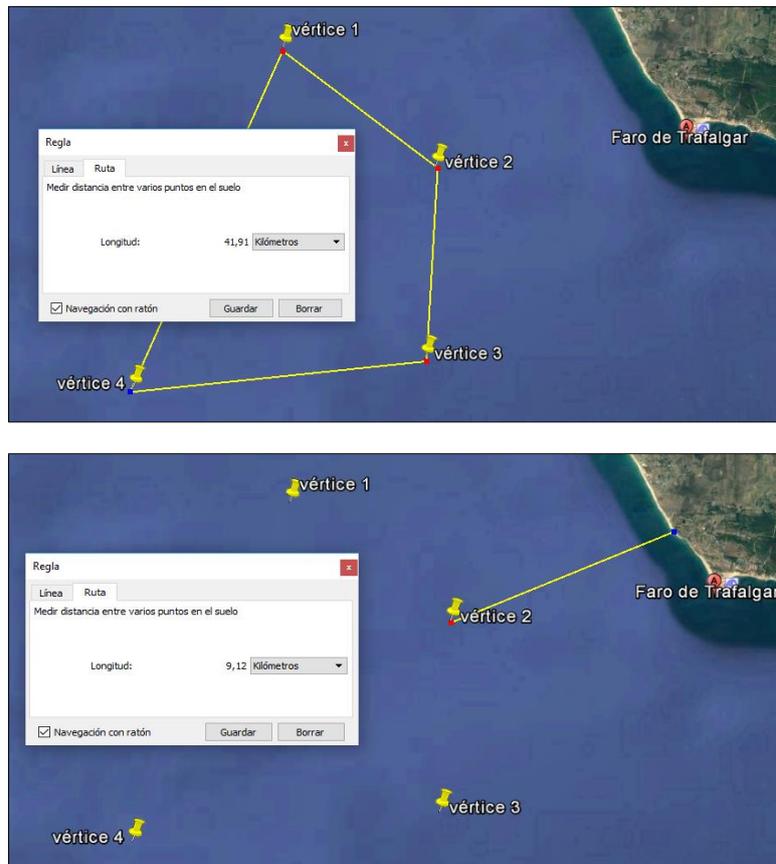


ILUSTRACIÓN 5.9 Y 5.10. UBICACIÓN VISTA EN GOOGLE EARTH

### COORDENADAS DE LOS VÉRTICES DEL PERÍMETRO

TABLA 4. COORDENADAS UTM DE LOS VÉRTICES EN ED50. HUSO 29.EP

Coordenadas de los vértices		
	X	Y
Vértice 1	750597,70	4011199,33
Vértice 2	756778,70	4006665,53
Vértice 3	756595,99	3999075,00
Vértice 4	745096,54	3997540,09



### 5.1.2 Datos de viento

Como se ha visto hasta ahora, la página web del IDAE proporciona gráficas con el resumen de los datos de viento para cada zona. Esto puede dar una idea del orden de magnitud con el que se va a tratar, pero más allá de eso, se queda escaso.

Por ello, se va a usar como fuente de información del recurso, la base de datos meteo-oceánicas del Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria *IHData* [42]. Se trata de una serie horaria desde el año 1990 hasta el año 2009. En esta serie se proporciona la media de cada hora, tanto de las velocidades como de las direcciones del viento medidas a 10 m. Es necesario aplicar una corrección, ya que para realizar cálculos precisos es necesario tenerlas a la altura del buje, es decir, a 90 m. Se trata de la corrección del perfil vertical de velocidades (*wind profile power law*), donde se aplica la siguiente fórmula:

$$U = U_r * \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha \tag{26}$$

Donde:

U=velocidad de viento a la altura corregida (m/s)

U<sub>r</sub>= velocidad de viento medida (m/s)

Z= altura a la que se necesita la corrección (m)

Z<sub>r</sub>= altura a la que se ha medido la velocidad de viento (m)

α= coeficiente empírico que depende de la estabilidad atmosférica. Para el caso que nos ocupa, tiene un valor de 0,12.

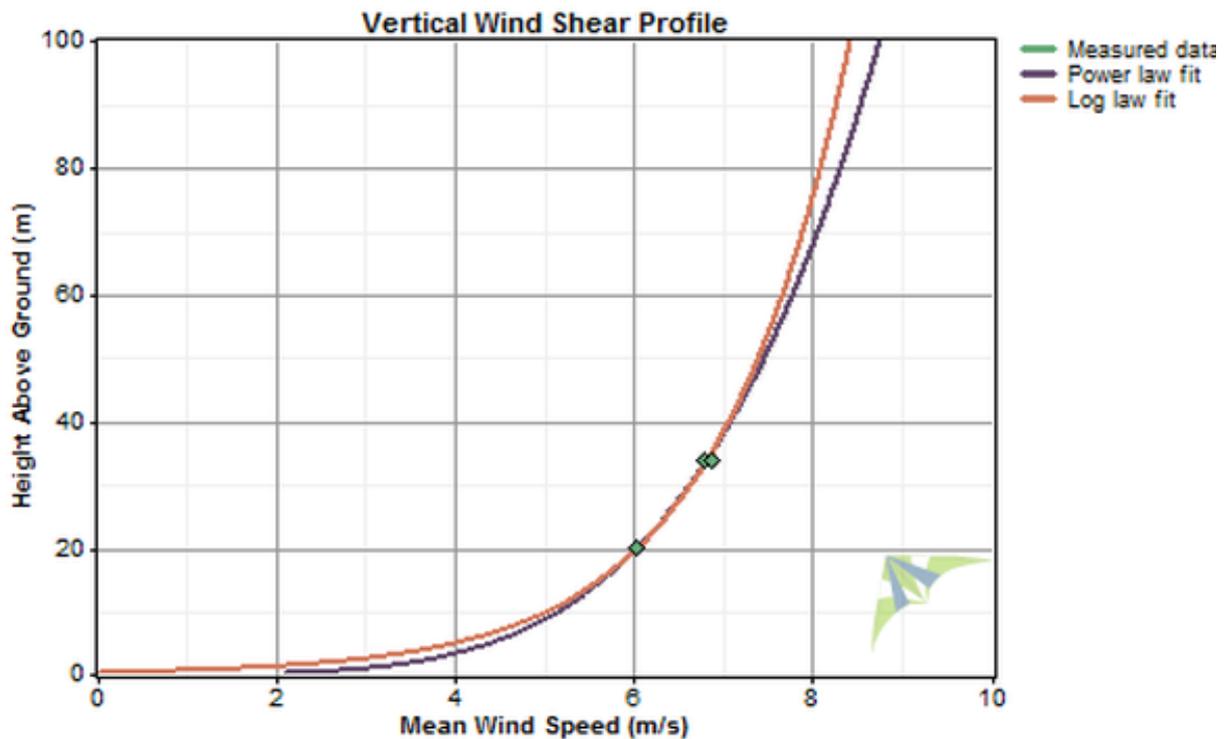


ILUSTRACIÓN 5.11. PERFIL DE VELOCIDADES VERTICAL [43].



En la siguiente figura 5.12 se muestra la rosa de los vientos obtenida con los datos de la zona. Como se puede apreciar, es bastante similar a la que se obtiene de la página del ministerio.

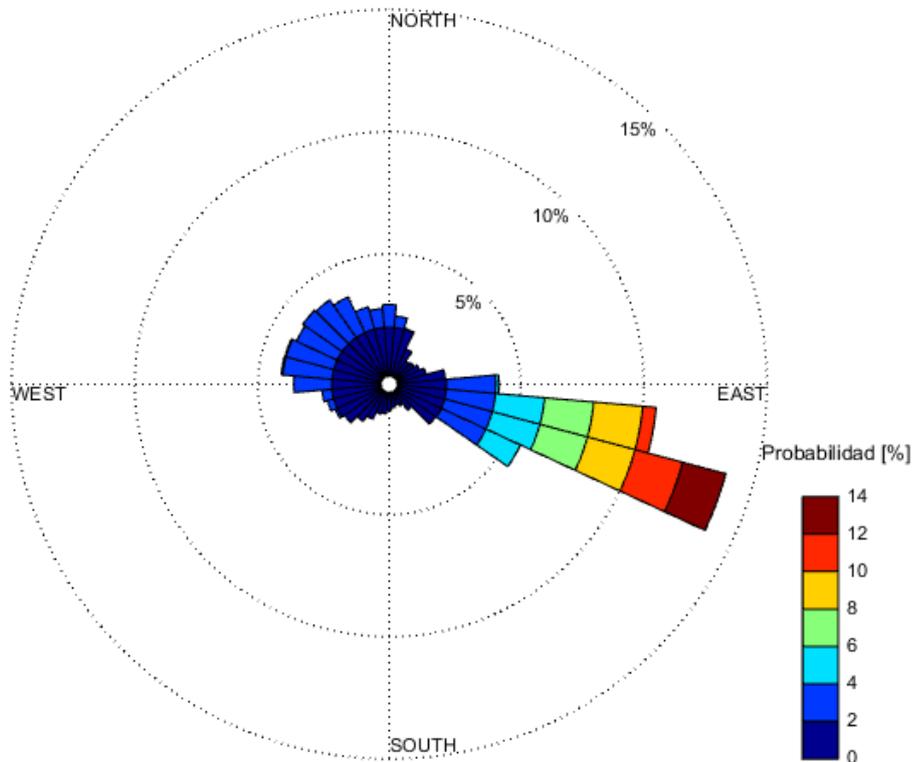


ILUSTRACIÓN 5.12. ROSA DE LOS VIENTOS A UNA ALTURA DE 90 METROS. EP

### Distribución de Weibull

Una forma habitual de representar los datos de viento de un lugar durante un periodo determinado es mediante la llamada función de distribución de Weibull. Se trata de una distribución de probabilidad que reproduce la variabilidad de los datos. El área bajo la curva siempre vale exactamente 1, ya que la probabilidad de que el viento sople a cualquiera de las velocidades, incluyendo el cero, debe ser del cien por cien [14]. La fórmula que corresponde a dicha distribución es la siguiente:

$$f(U) = k * \frac{U^{k-1}}{c^k} * e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \tag{27}$$

Donde  $f(U)$  es la función de probabilidad

$U$  es la velocidad de viento media

$K$  es el factor de forma que describe la variación sobre la media

$c$  es el parámetro de escala.



En el siguiente gráfico (ilustración 5.13) se representa el histograma de las velocidades reales corregida para una altura de 90 m, en intervalos de un metro/segundo y, a su vez, se ajusta a la distribución de Weibull. De este modo, puede comprobarse que la velocidad más probable se encuentra entre 6 y 7 m/s. Ésta será la que se use para realizar los cálculos de producción.

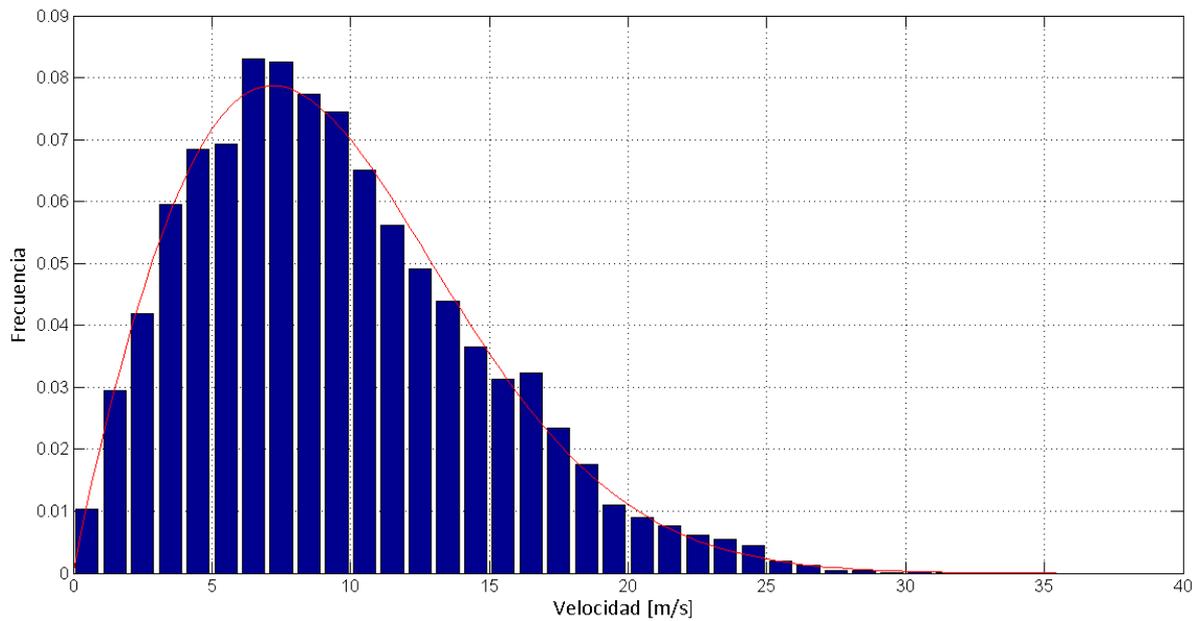


ILUSTRACIÓN 5.13. DISTRIBUCIÓN DE VIENTO CALCULADA PARA UNA ALTURA DE 90 M. EP



### 5.1.3 Batimetría

La profundidad media de la zona se encuentra en los 25,45 metros, siendo la mínima 12, y la máxima 40 metros. En cualquiera de los puntos sería posible instalar los aerogeneradores ya que todos son inferiores a 50 m. En las siguientes ilustraciones 5.14 y 5.15, se muestra la superficie de la zona tanto en planta como en perspectiva 3D.

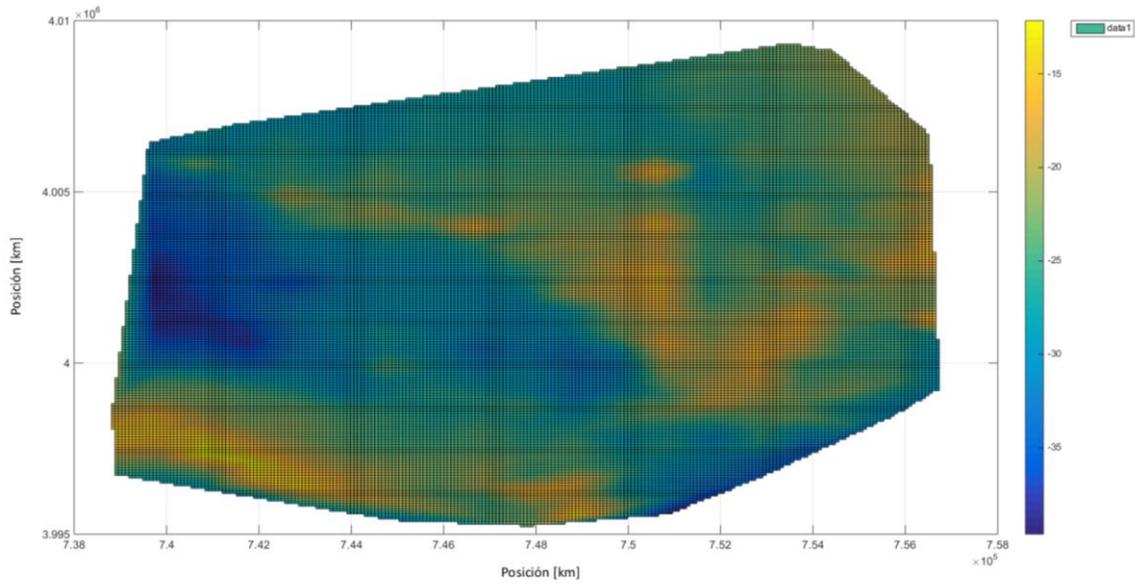


ILUSTRACIÓN 5.14. SUPERFICIE DE LA ZONA VISTA EN PLANTA. EP

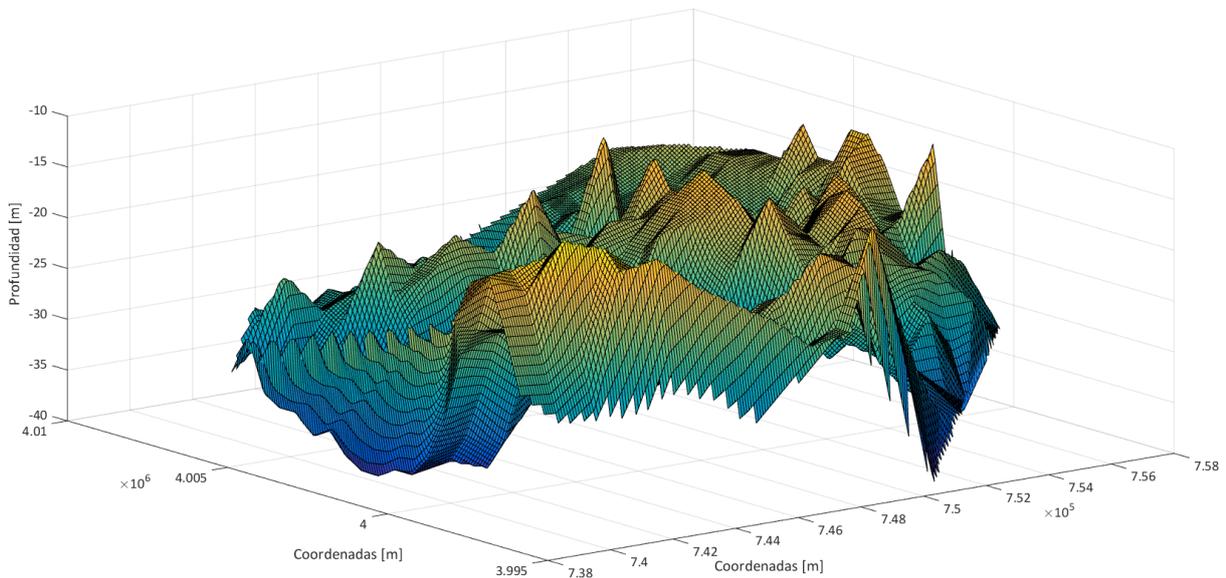


ILUSTRACIÓN 5.15. SUPERFICIE DE LA ZONA EN 3D. EP





### 5.1.4 Turbina y subestructura

La turbina que se ha escogido para el parque es la denominada Nrel 5MW [44], desarrollada por el departamento de energía estadounidense NREL, National Renewable Energy Laboratory, la conocida como “*NREL offshore 5-MW baseline wind turbine*”. Consiste en un modelo teórico basado en turbinas ya existentes como la REpower 5MW y en estudios llevados a cabo por diversos organismos sobre la materia como DOWEC, RECOFF y WindPACT. De este modo, NREL ha creado un modelo públicamente disponible que puede ser analizado para propósitos de estudio y comparación.

Se trata de una turbina convencional de eje horizontal (HAWT) perteneciente a la clase IEC 1A. Consta de 3 palas, de velocidad y ángulo de ataque variable. Las especificaciones más importantes son las que se resumen en la siguiente tabla:

**TABLA 52. PROPIEDADES DE LA TURBINA NREL 5MW**

<b>Propiedades principales</b>	
Potencia nominal	5 MW
Tipo de rotor	A contraviento, Tripala, eje horizontal
Control	Velocidad variable
Transmisión	Alta velocidad, caja de cambios multietapa
Diámetro del rotor	126 m
Diámetro del buje	3 m
Altura del buje	90 m
Velocidad de arranque del viento	3 m/s
Velocidad nominal del viento	11,4 m/s
Velocidad de corte del viento	25 m/s
Velocidad de arranque del rotor	6,9 rpm
Velocidad nominal del rotor	12,1 rpm
Velocidad lineal punta de pala	80 m/s
<b>Propiedades de la transmisión</b>	
Velocidad nominal del rotor	12,1 rpm
Velocidad nominal del generador	1173,7 rpm
Ratio de la caja de cambios	97:1
Eficiencia del generador	94,40%



## Curva de Potencia

Por otra parte, para la obtención de la producción en primera instancia, se necesita la curva de potencia que se muestra a continuación:

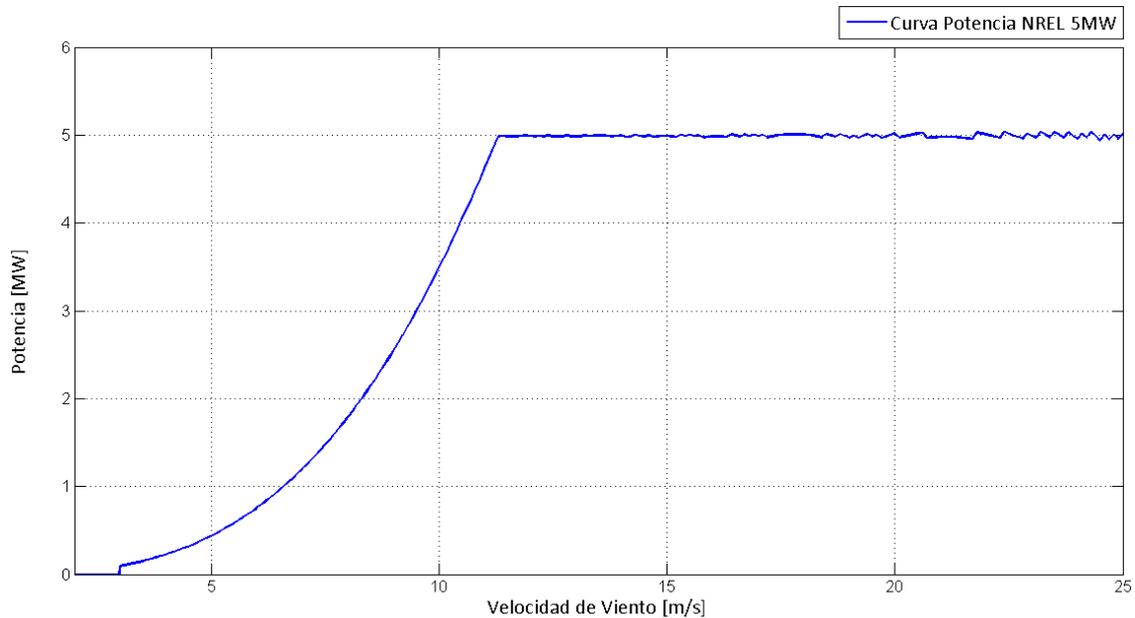


ILUSTRACIÓN 5.16 CURVA DE POTENCIA DE LA TURBINA NREL 5MW. EP

Para anclar la turbina al lecho marino, se necesita una subestructura que soporte las fuerzas y cargas que van a producirse cuando ésta entre en funcionamiento. Tomando como base los parques tipo del estudio previo, se observa que, para las turbinas que superan los 5MW, es habitual instalar subestructuras tipo *Jacket* o de *celosía*, debido a su alta resistencia. Como inconveniente, no son especialmente económicas ni en su producción ni en su instalación. No obstante, al tratarse de un parque relativamente pequeño, se estima asumible instalar este tipo de subestructura.



ILUSTRACIÓN 5.17. ESTRUCTURA JACKET DEL PARQUE ALPHA VENTUS [45]





### 5.1.5 Esquema del parque

Tras las primeras pruebas genéricas realizadas, es necesario tener en cuenta la rosa de los vientos propia del lugar de situación de parque para poder hacer un primer descarte de los diseños menos adecuados. A partir de aquí, ya no se utilizará el modelo simplificado, sino que se harán previsiones con los datos de velocidad de viento real, basadas en la curva de potencia del aerogenerador. En este caso particular, la dirección predominante del viento está muy bien definida, por lo que se necesitará adecuar el modelo a dicha circunstancia.

#### Estudio de las disposiciones de las turbinas dentro del parque

El espacio con el que se cuenta no es ilimitado, por lo que, aunque lo ideal sería colocar las turbinas en una sola fila, no es posible. El área que se ha asignado para la localización del parque es un polígono de 10 km de lado de media, y aproximadamente 97 km<sup>2</sup>, como se aprecia en las figuras 5.7 y 5.8. Dentro de este recinto, se han de disponer las 20 turbinas maximizando la producción y, a la vez, minimizando los kilómetros de cable.

Se han escogido cinco diseños para llevar a cabo el estudio ya con los datos de viento reales para un total de 20 años.

- Diseño A – Cuadrado paralelo
- Diseño B – Cuadrado Tresbolillo por columnas
- Diseño C – Cuadrado Tresbolillo doble
- Diseño D – Circular
- Diseño E – Circular tresbolillo

#### Criterios y resolución

A continuación, se muestran las tablas con los atributos de cada diseño, el Capacity Factor que define la calidad de cada distribución, así como los porcentajes de las producciones en relación con el que más obtiene.

Para caracterizar las distancias, se va a usar la misma nomenclatura utilizada para los diseños genéricos del apartado 4.5. Se recuerda que la distancia entre turbinas de la misma fila será “d”, la distancia entre filas “D” y el desplazamiento al tresbolillo, “d/2”. Para los casos circulares, el radio “R” y el ángulo “a”. Un diámetro corresponde a 126 metros.

#### 1-OPTIMIZACIÓN TEÓRICA DE LAS DISTANCIAS

Se ha llevado a cabo la comparación de los cinco modelos entre sí, en base a la producción acumulada durante los 20 años de los que se tienen datos (1990-2009). En todos los diseños se disponen 4 filas de 5 turbinas cada una. La primera tabla (13) muestra la distribución optimizada en base a los diseños cuadrados. La segunda (14), para los diseños circulares. En ambas, el valor de separación entre filas es de 7 diámetros. Los demás valores cambian en función de los especificados en las bases documentales consultadas.



**TABLA 13. DISTRIBUCIÓN EN BASE A DISEÑO CUADRADO. EP**

Nombre del Modelo	Propiedades descripción	Propiedades						C <sub>F</sub> %
		D	d	d/2	D/2	R	Ángulo	
Diseño B	Cuadrados tresbolillo	7	4	2	0	-	-	47,59%
Diseño D	Circular paralelo	7	4	0	0	3000	9,6	47,40%
Diseño E	Circular tresbolillo	7	4	2	0	3000	9,6	47,38%
Diseño A	Cuadrados paralelos	7	4	0	0	-	-	47,17%
Diseño C	Cuadrados tresbolillo doble	7	4	2	2	-	-	46,41%

**TABLA 14. DISTRIBUCIÓN EN BASE A DISEÑO CIRCULAR. EP**

Nombre del Modelo	Propiedades descripción	Propiedades						C <sub>F</sub> %
		D	d	d/2	D/2	R	Ángulo	
Diseño E	Circular tresbolillo	7	7	3,5	0	5000	10,1	48,80%
Diseño D	Circular paralelo	7	7	0	0	5000	10,1	48,66%
Diseño B	Cuadrados tresbolillo	7	7	3,5	0	-	-	48,61%
Diseño C	Cuadrados tresbolillo doble	7	7	3,5	3,5	-	-	48,54%
Diseño A	Cuadrados paralelos	7	7	0	0	-	-	48,50%

Atendiendo a los resultados obtenidos, se decide descartar los diseños A y C por ser los peores en ambas pruebas.

## 2-COMPARACIÓN CON VARIACIÓN DEL NÚMERO DE FILAS

Se procede a comparar los dos modelos circulares y el cuadrado al tresbolillo con otras configuraciones distintas. En este caso, se prueba con tres filas, distribuidas en 8,6 y 6 turbinas y con dos filas de 10 turbinas cada una, separadas 7 diámetros entre sí.

**TABLA 15. DISTRIBUCIÓN EN TRES FILAS. EP**

Nombre del Modelo	Propiedades descripción	Propiedades						C <sub>F</sub> %
		D	d	d/2	D/2	R	Ángulo	
Diseño B	Cuadrados tresbolillo	7	7	3,5	0	-	-	50,00%
Diseño D	Circular paralelo	7	7	0	0	5000	10,1	49,58%
Diseño E	Circular tresbolillo	7	7	3,5	0	5000	10,1	49,56%





TABLA 16. DISTRIBUCIÓN EN DOS FILAS. EP

Nombre del Modelo	Propiedades descripción	Propiedades						C <sub>F</sub> %
		D	d	d/2	D/2	R	Ángulo	
Diseño B	Cuadrados tresbolillo	7	4	2	0	-	-	49,15%
Diseño D	Circular paralelo	7	4	0	0	3000	9,6	49,10%
Diseño E	Circular tresbolillo	7	4	2	0	3000	9,6	49,09%

En estos dos casos, con la configuración adaptada para los circulares, obtiene mayor Factor de Capacidad el modelo cuadrado. Además, el perímetro es menor, el área es menor y, por lo tanto, los kilómetros de cable serán menores también. Por otra parte, si se distribuyen en dos filas se gana hasta casi un 1% de C<sub>F</sub>, lo que supone una gran diferencia. Por todo esto, se elige el modelo **Cuadrado al Tresbolillo distribuido en dos filas de 10 turbinas** cada una.

### 3- COMPARACIÓN PARA EL MODELO ESCOGIDO VARIANDO LAS DISTANCIAS

Para llevar a cabo la tercera y última fase, se consideran los siguientes factores:

#### 3.1- ÁNGULO ENTRE TURBINAS

Durante las simulaciones llevadas a cabo para el estudio, se observó que cuanto más cerca estaban las filas unas de otras, más producción se obtenía. A priori esto no tendría sentido en un modelo donde las turbinas están colocadas unas detrás de otras (en paralelo), pero sí cuando están al tresbolillo, como en este caso.

Esto se debe a la diferencia entre el ángulo de incidencia del viento y el que forman las turbinas de las filas diferentes entre sí. Concretamente para este parque, esto afecta cuando el ángulo de incidencia se acerca a 110° que es la dirección predominante. Por lo que, cuando el ángulo que forman las turbinas entre sí se acerca a los 20° (110-90), la estela afecta de lleno al aerogenerador siguiente. Sin embargo, cuando las filas están más cercanas, al aumentar el ángulo entre ellas, la estela pasa sin tocar a la siguiente. Este fenómeno se representa en las ilustraciones 5.18 y 5.19. En la segunda figura, se aprecia que la estela de la Turbina "C" no afecta a la Turbina "A", a pesar de estar mucho más cerca que la Turbina "B".

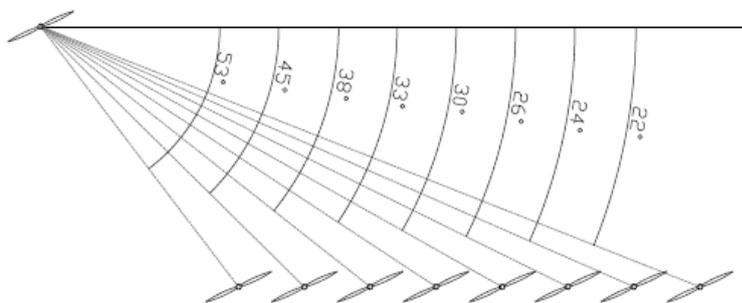


ILUSTRACIÓN 5.18. ÁNGULO ENTRE TURBINAS. EP



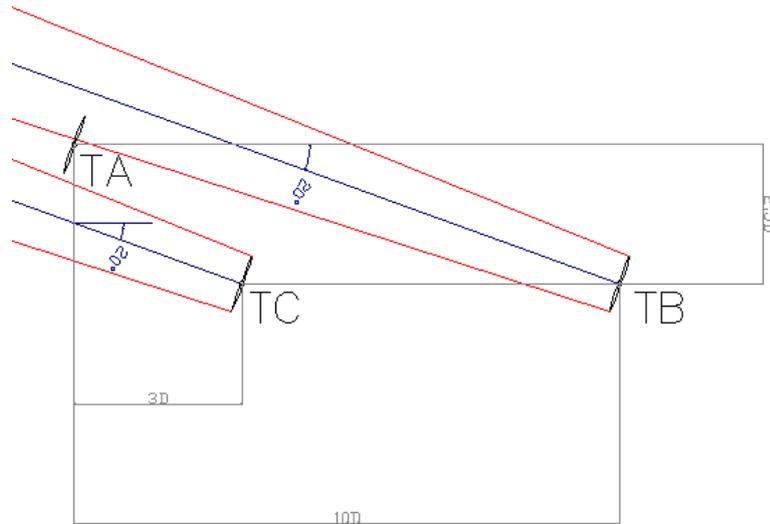


ILUSTRACIÓN 5.19. REPRESENTACIÓN DE LA AFECCIÓN DE LAS ESTELAS SEGÚN EL ÁNGULO. EP

A modo de ejemplo, a continuación, se muestran los datos relativos a las simulaciones, donde se ha fijado la distancia entre columnas,  $d$ , en 4 diámetros y se ha ido variando la separación  $D$  entre hileras. Analizando los datos, se observa que el que menos produce coincide con un valor medio de distancias, incrementándose el  $C_f$  a medida que se alejan de éste de manera bastante simétrica. Fijándose en los ángulos que forman las turbinas entre sí en cada modelo, se puede apreciar que la producción aumenta cuanto más se alejan de  $20^\circ$ .

TABLA 17. RENDIMIENTO EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS. EP

Cuadrados Tresbolillo						
D	d	d/2	Rendimiento (%)	Cf (%)	Ángulo entre turbinas	
3	4	2	99,51%	48,33%	33,69	
4	4	2	99,16%	48,15%	26,57	
5	4	2	98,62%	47,88%	21,80	
6	4	2	98,39%	47,78%	18,43	
7	4	2	98,72%	47,94%	15,95	
8	4	2	99,15%	48,15%	14,04	
9	4	2	99,50%	48,31%	12,53	
10	4	2	100,00%	48,56%	11,31	





Para representar las pérdidas, en la figura 5.20, se ilustra la producción de una turbina según el ángulo que forma con la siguiente, para una dirección de viento de 23 grados. Cuando más pérdidas tiene es cuando el ángulo entre turbinas es igual al de incidencia, abarcando un rango que depende de la distancia entre ellas, y siempre con unos 5 grados de valle.

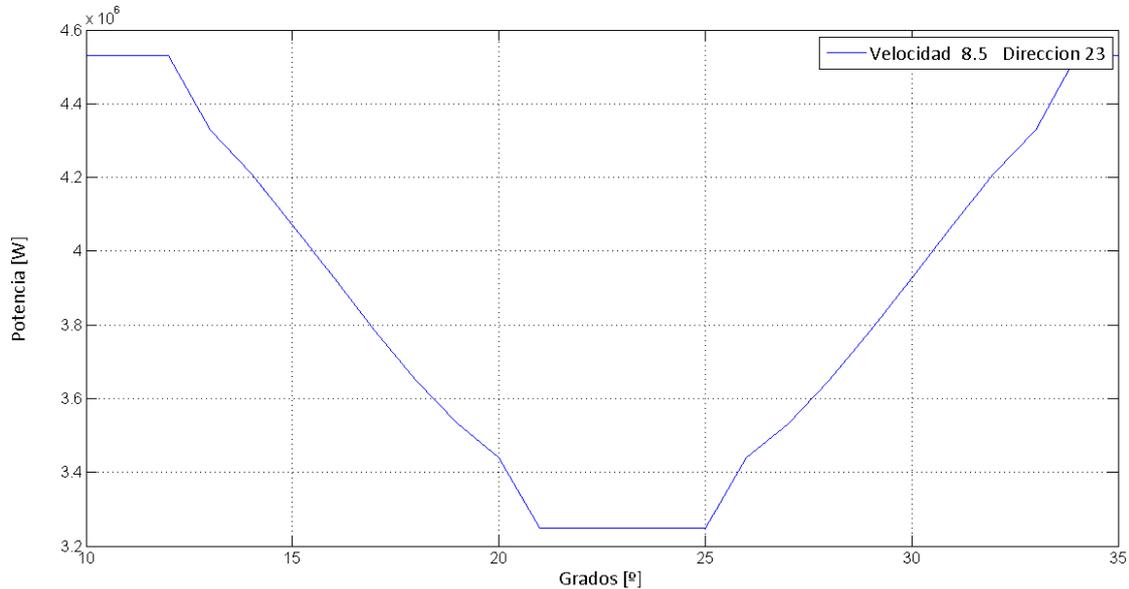


ILUSTRACIÓN 5.20. REPRESENTACIÓN DE LA PÉRDIDA DE POTENCIA SEGÚN EL ÁNGULO. EP

Por ejemplo, cuando entre ambas hay una distancia de 10 diámetros, el rango de afección es de 5 grados en mínimo y  $\pm 5$  grados adyacentes. Estas pérdidas no varían prácticamente con la velocidad de viento, pero sí con la distancia a la que se encuentren. Para una distancia de unos 7 diámetros, la diferencia de producción entre el máximo y el mínimo ronda el 28%, mientras que para 15 diámetros se reduce al 17%.

Por este motivo, lo que interesa en este caso particular, es aumentar el ángulo lo más posible. Esto se consigue incrementando la distancia entre columnas “d”, no siendo tan determinante la distancia entre filas.

### 3.2- DISTANCIA ENTRE TURBINAS

Dentro de las distancias que se consideran razonables, se escogerán las menores posibles para ahorrar en costes de aparamenta eléctrica, montaje, etc. El rango de medidas se encontrará entre los 4 y los 10 diámetros entre aerogeneradores.

### 3.3- GIRO EN BASE A LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE DEL VIENTO

Como se ha explicado en el punto 3.1, cuando más afecta a la producción el ángulo entre turbinas es cuando se alinea con la dirección predominante del viento. Por este motivo, a medida que el ángulo entre ellas se reduce debido al aumento de las distancias, se hace necesario girar el parque para evitar esa coincidencia.



Para ejemplificar esto, en las siguientes imágenes, se ven dos configuraciones para el parque distintas y las estelas que se forman (en rojo) cuando el viento sopla desde la dirección predominante. Las dos tienen una distancia entre turbinas de la misma fila ( $d$ ) constante de 5 diámetros. En la figura 5.21 se representa la primera, con una distancia entre filas,  $D$ , de 4 diámetros. La segunda (Ilustración 5.22), tiene una  $D$  de 8 diámetros. Ambas tienen un  $C_F \approx 34\%$  para la posición en la que se encuentran, que es la de máxima producción para cada una.

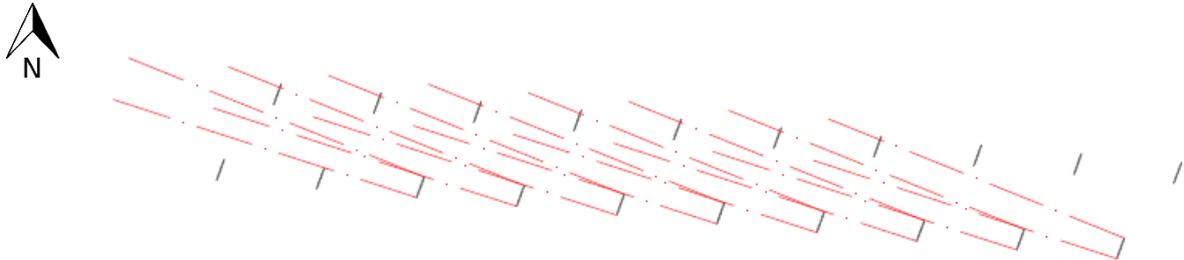


ILUSTRACIÓN 5.21. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE CON  $D=5$ ,  $D=4$ . EP

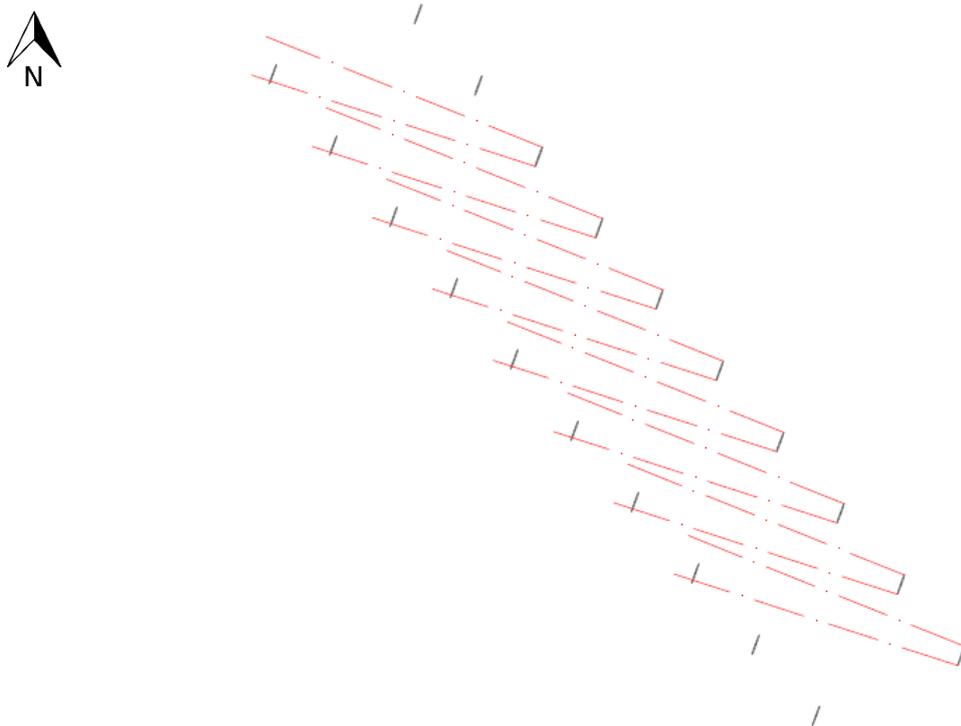


ILUSTRACIÓN 5.22. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE CON  $D=5$ ,  $D=8$ . EP

En el primer caso, el parque se encuentra casi en su situación original, se ha girado  $5^\circ$  en el sentido de las agujas del reloj. En el segundo, se ha girado hasta  $50^\circ$  para obtener el rendimiento óptimo de esta disposición. De este modo, en el primer modelo las turbinas afectadas por la estela, cuando la dirección es la predominante, son 7 y en el otro se incrementa hasta 8. Por este motivo, los  $C_F$  son muy parecidos, aunque haya el doble de distancia entre filas.





### 3.4- $C_F$ OBJETIVO

Ante los resultados obtenidos, y las posibilidades que ofrece el parque, se ha decidido adoptar un valor mínimo de  $C_F$  del 50%. Por lo tanto, se escogerá el diseño con el valor inmediatamente superior a éste.

### 4- ELECCIÓN DEFINITIVA

A continuación, se muestra la tabla 18 con los resultados de las diferentes combinaciones que se barajan. Teniendo en cuenta todo lo expuesto hasta ahora, el modelo escogido es el **D=4, d=7**. Teniendo unas distancias dentro de los rangos habituales aceptables, cumple con la premisa de tener el Capacity Factor inmediatamente superior a 50%. Además, para la dirección de viento predominante, las estelas no afectan a las turbinas adyacentes. Por todo ello, se considera un diseño que maximiza la producción manteniendo los demás factores en niveles adecuados.

**TABLA 18. CAPACITY FACTOR EN FUNCIÓN DE LAS DISTANCIAS DE SEPARACIÓN. EP**

D/d	4	5	6	7	8	9	10
4	48,15%	49,10%	49,62%	<b>50,04%</b>	50,39%	50,66%	50,85%
5	47,88%	49,02%	49,62%	50,03%	50,37%	50,57%	50,79%
6	47,78%	48,99%	49,62%	50,03%	50,36%	50,57%	50,76%
7	47,94%	48,80%	49,56%	50,00%	50,44%	50,60%	50,77%
8	48,15%	48,86%	49,52%	50,00%	50,34%	50,63%	50,76%



## 5.2 Características del parque resultante

A continuación, se muestran los factores más representativos del parque resumidos en la tabla 19. Además, mediante imágenes de *Google Earth* y del mapa que ofrece el *IDAE*, se sitúa de forma muy aproximada a la realidad la ubicación de cada turbina junto con sus coordenadas geográficas especificadas en la tabla 20.

**TABLA 19. RESUMEN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL PARQUE. EP**

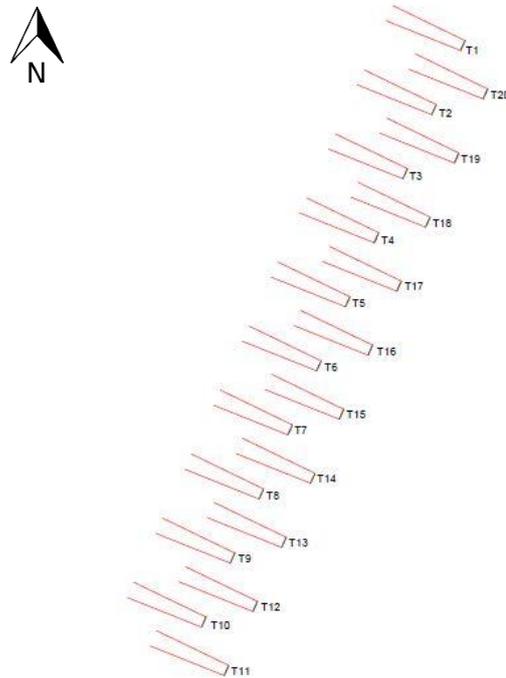
<b>Características del parque</b>	
Área del parque	4 km <sup>2</sup>
Perímetro del parque	17,21 km
Número de Turbinas	20
País	España
Océano	Atlántico
Distancia media a la costa	14 km
Distancia mínima a la costa	12 km
Profundidad Media	23,36 m
Número de filas/Turbinas	2/10
Distancia entre filas/columnas	4/7 $\phi$
Distancia entre filas/columnas	504/882 m
Velocidad media del viento a 10 m	7,26 m/s
Velocidad media del viento a 90 m	9,45 m/s
Dirección Predominante	114°
Potencia Nominal/Turbina	5 MW
Potencia Nominal total	100 MW
Fabricante de Turbina	Nrel 5MW
Diámetro del rotor	126 m
Subestructura	Jacket o celosía
Vida útil	20 años
C <sub>F</sub> Objetivo	50%





**TABLA 20. COORDENADAS UTM DE LAS TURBINAS EN ED50. HUSO 29. EP**

Coordenadas de las Turbinas			
	X	Y	Z
T01	754243,01	4007804,80	-23,09
T02	753884,41	4006999,37	-23,67
T03	753525,81	4006193,95	-23,94
T04	753167,21	4005388,52	-25,74
T05	752808,61	4004583,09	-26,18
T06	752450,01	4003777,67	-25,26
T07	752091,41	4002972,24	-24,14
T08	751732,81	4002166,81	-25,58
T09	751374,21	4001361,39	-20,38
T10	751015,61	4000555,96	-17,40
T11	751297,61	3999947,66	-20,04
T12	751656,21	4000753,09	-21,40
T13	752014,81	4001558,51	-22,91
T14	752373,41	4002363,94	-23,95
T15	752732,01	4003169,37	-23,40
T16	753090,61	4003974,79	-24,17
T17	753449,21	4004780,22	-25,04
T18	753807,81	4005585,65	-24,75
T19	754166,41	4006391,07	-23,10
T20	754525,01	4007196,50	-23,01



**ILUSTRACIÓN 5.23. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE Y LAS ESTELAS FORMADAS CUANDO EL VIENTO SOPLA DESDE LA DIRECCIÓN PREDOMINANTE. EP**





ILUSTRACIÓN 5.24. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE EN SU UBICACIÓN VISTO DESDE GOOGLE EARTH. EP

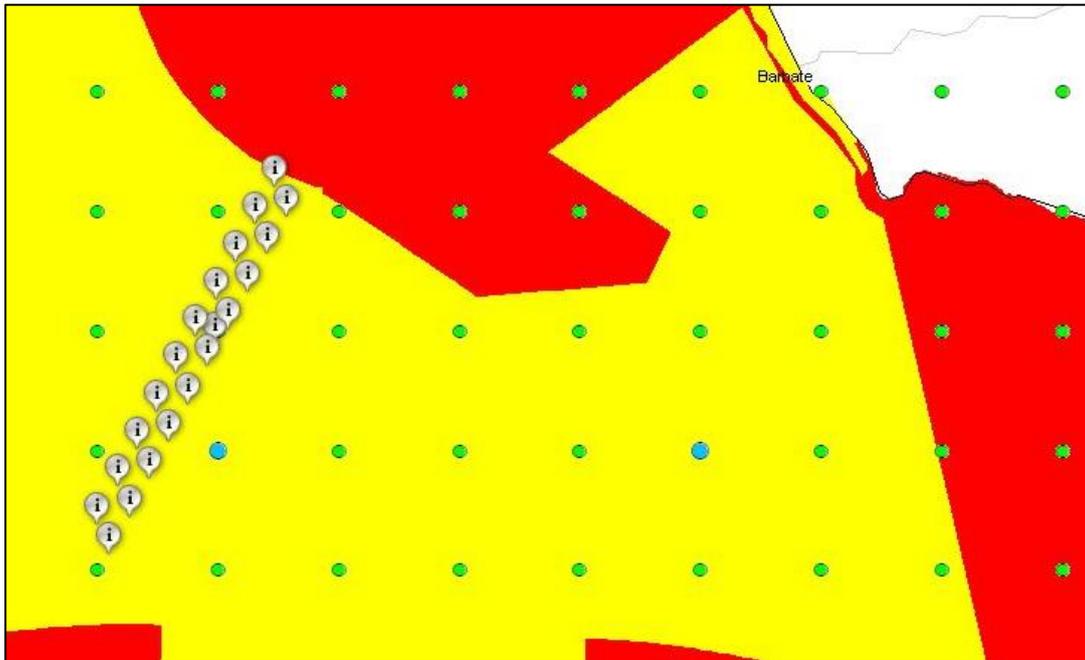


ILUSTRACIÓN 5.25. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE EN SU UBICACIÓN EN EL MAPA IDAE. EP





## 5.3 Resultados de producción

### 5.3.1 Comparación de los métodos CP y BEM.

Se ha estimado la producción mediante ambos métodos para los veinte años de los que se tienen datos. Como se aprecia en la tabla 21, los datos obtenidos mediante el método BEM, son siempre inferiores a los del proceso con Curva de Potencia. La estimación mediante CP es bastante menos precisa y, en este caso, supone una diferencia de un 3,32% de media. A partir de aquí, se procede a analizar los resultados únicamente mediante el método BEM por considerarse el más adecuado por su exactitud.

Se ha añadido una columna al final, representando la diferencia de estimación entre ambos, convertido a euros. De media, más de 660.000 euros de error en la estimación, si se realizan los cálculos mediante el método de la curva de potencia, en lugar de hacerlo mediante BEM. Desde este momento en adelante, se estima el precio medio del MWh en **44 €**, que coincide con el promedio en España para 2015.

TABLA 21. COMPARACIÓN DE RESULTADOS CP-BEM. EP

Año	Curva de Potencia		BEM		Diferencia			
	Producción MWh	C <sub>F</sub>	Producción MWh	C <sub>F</sub>	Prod. MWh	C <sub>F</sub>	Global	Euros € <sup>9</sup>
1990	433.790	49,52%	425.214	48,54%	8.576	0,98%	1,98%	377.354 €
1991	466.262	53,23%	450.916	51,47%	15.347	1,75%	3,29%	675.258 €
1992	475.120	54,24%	458.317	52,32%	16.803	1,92%	3,54%	739.331 €
1993	451.065	51,49%	435.739	49,74%	15.326	1,75%	3,40%	674.338 €
1994	408.862	46,67%	397.293	45,35%	11.568	1,32%	2,83%	509.001 €
1995	472.784	53,97%	457.171	52,19%	15.612	1,78%	3,30%	686.947 €
1996	498.596	56,92%	479.186	54,70%	19.410	2,22%	3,89%	854.046 €
1997	473.834	54,09%	459.378	52,44%	14.456	1,65%	3,05%	636.064 €
1998	465.516	53,14%	449.382	51,30%	16.134	1,84%	3,47%	709.884 €
1999	394.475	45,03%	382.737	43,69%	11.738	1,34%	2,98%	516.455 €
2000	454.468	51,88%	439.595	50,18%	14.873	1,70%	3,27%	654.401 €
2001	442.684	50,53%	428.918	48,96%	13.766	1,57%	3,11%	605.710 €
2002	428.777	48,95%	414.291	47,29%	14.486	1,65%	3,38%	637.396 €
2003	465.330	53,12%	450.537	51,43%	14.792	1,69%	3,18%	650.865 €
2004	445.429	50,85%	427.738	48,83%	17.690	2,02%	3,97%	778.381 €
2005	483.680	55,21%	465.180	53,10%	18.500	2,11%	3,82%	814.006 €
2006	459.948	52,51%	443.696	50,65%	16.252	1,86%	3,53%	715.073 €
2007	421.513	48,12%	406.234	46,37%	15.279	1,74%	3,62%	672.296 €
2008	451.717	51,57%	436.908	49,88%	14.809	1,69%	3,28%	651.608 €
2009	463.096	52,86%	447.915	51,13%	15.181	1,73%	3,28%	667.970 €
PROMEDIO	452.847	51,69%	437.817	49,98%	15.030	1,72%	3,32%	661.319 €
DES. TIPICA	25.609,62		23.949,91					
TOTAL	9.056.945	---	8.756.346	---	300.600	---	---	13.226.381 €

<sup>9</sup> Calculado para un precio medio de 44 €/MWh, (promedio en España para 2015 [46])



### 5.3.2 Variabilidad de resultados

Una vez analizados los datos obtenidos, se observa que existe una enorme dispersión en las cifras de producción, al igual que se da en las de viento. No existe un patrón claro interanual ni estacional. Sin embargo, el total de cada año, no se diferencia tanto. Como se muestra en la tabla anterior, la desviación típica de los resultados en BEM supone, aproximadamente, un 5,6% del promedio de los veinte años. Asimismo, la diferencia entre el máximo y el mínimo es de un 20% lo que, comparado con la diferencia diaria o mensual, no es tan elevado.

Por otro lado, en el siguiente gráfico se muestran los datos de producción total para cada año desde 1990 hasta 2009, así como el promedio de todos ellos, representado mediante la línea naranja.

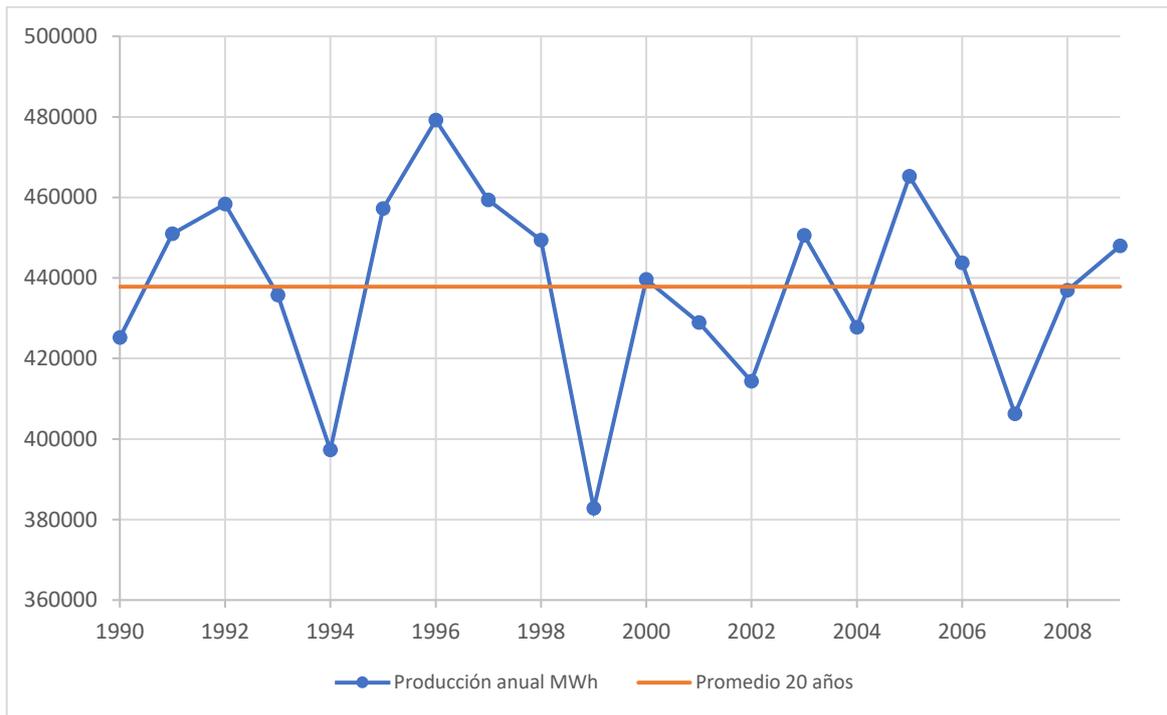


ILUSTRACIÓN 5.26. GRÁFICA DE LA PRODUCCIÓN TOTAL POR AÑO. EP





Para ilustrar la variabilidad de la producción dentro de cada mes, se ha realizado el gráfico que sigue. Muestra los promedios de energía mensual alcanzada cada año de los 20 estudiados con un tratamiento y análisis estadístico. Se representa, para cada mes del año, una caja donde se dibujan los valores descriptivos más representativos de la dispersión.

Por un lado, en los extremos se encuentran los valores máximos y mínimos de los 20 años. Además, las cajas cerradas engloban desde el 25% hasta el 75% de los datos (cuartiles), mostrando la mediana en su interior.

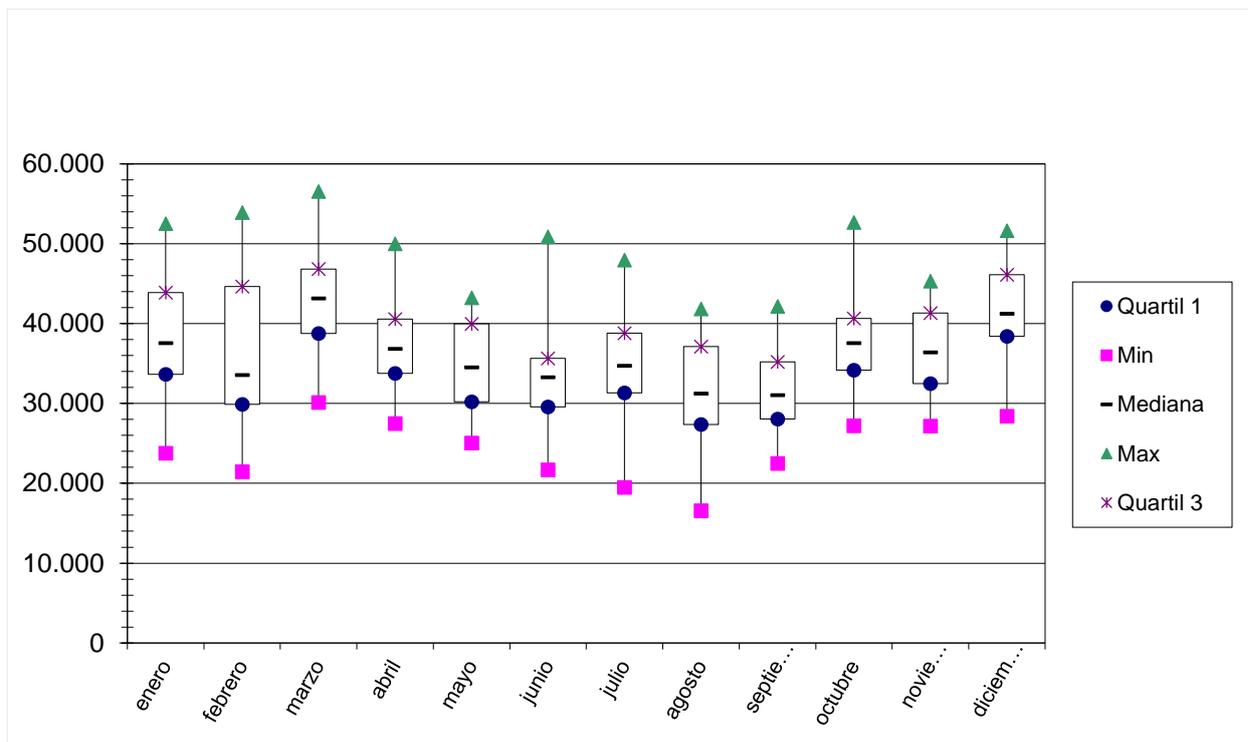


ILUSTRACIÓN 5.27. DIAGRAMA DE CAJAS Y BIGOTES DE REPRESENTACIÓN DE VARIABILIDAD POR MESES. EP



### 5.3.3 Análisis de los resultados

A continuación, se va a llevar a cabo un análisis del reparto de energía obtenida en función de la potencia alcanzada por los aerogeneradores. Con el objetivo de ahorrar en costes de cableado se va a estudiar si sería rentable dimensionar los elementos eléctricos, tanto conductores como transformadores, para menos potencia de la nominal, suponiendo que apenas se produzca energía en las franjas más altas y sea más rentable prescindir de ellas.

Por un lado, se analiza el número de horas totales en los que se alcanza cada porcentaje de potencia nominal. En intervalos de 5 MW, se muestra en el siguiente gráfico (Il. 5.28) la distribución a lo largo de los 20 años de los que se tienen datos.

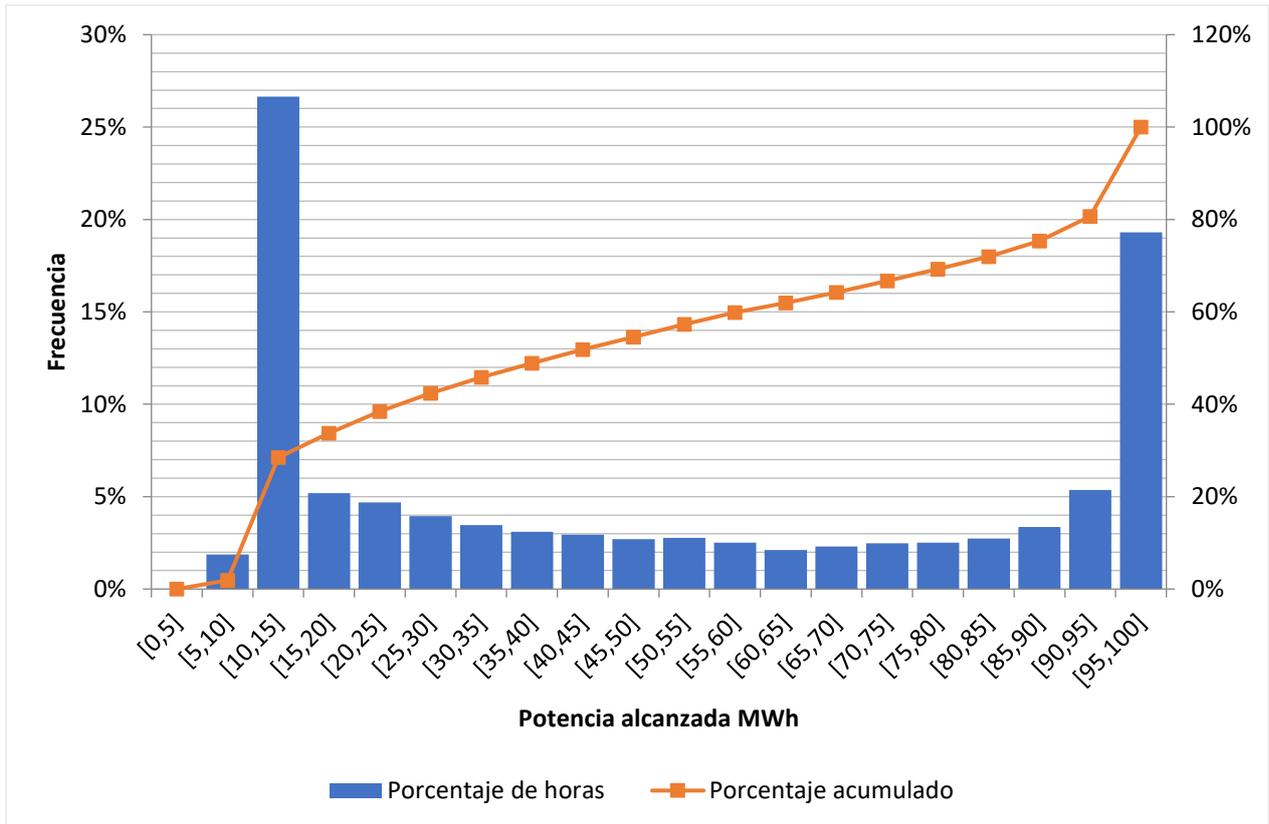


ILUSTRACIÓN 5.28. GRÁFICO DE LA POTENCIA SEGÚN EL RANGO DE FUNCIONAMIENTO. EP

Según este diagrama, hasta casi un 27% del tiempo, los aerogeneradores están produciendo en un rango comprendido entre un 10 y un 15% de su capacidad. Es decir, cada turbina, está trabajando entre 500 KW y 750 KW. Para comprobar la veracidad de este dato, hay que observar tanto la distribución de los vientos, como la curva de potencia. En la gráfica 5.13 del presente documento, se observa que la mayoría del tiempo, el viento tiene una velocidad comprendida entre los 6 y los 8 m/s. Si, a continuación, se consulta la curva de potencia de los aerogeneradores, en la figura 5.16, se comprueba que, para ese entorno de velocidades de viento, sobre 7 m/s, la generación correspondiente ronda los 1000 KW. Como ya se ha explicado, la Curva de Potencia sobreestima los datos de potencia, por lo que se considera un resultado válido.





Por otro lado, se encuentra la cantidad de energía producida en esos mismos intervalos de potencia nominal, en promedio para los 20 años. Aunque el porcentaje de horas en que se alcanza la potencia nominal (o casi) es pequeño, en ese intervalo de tiempo se produce mucha energía. Como ha quedado claro, la potencia depende de la velocidad del viento. En la fórmula simplificada (1), ya se adelantaba que la velocidad de viento está elevada al cubo, por lo que es el componente que más influye en los resultados de producción.

En la siguiente gráfica aparece representado este factor, con la cantidad de energía mostrada porcentualmente y el total acumulado mediante la línea naranja. Más del 38% del total, se produce cuando los aerogeneradores están trabajando a su máxima capacidad.

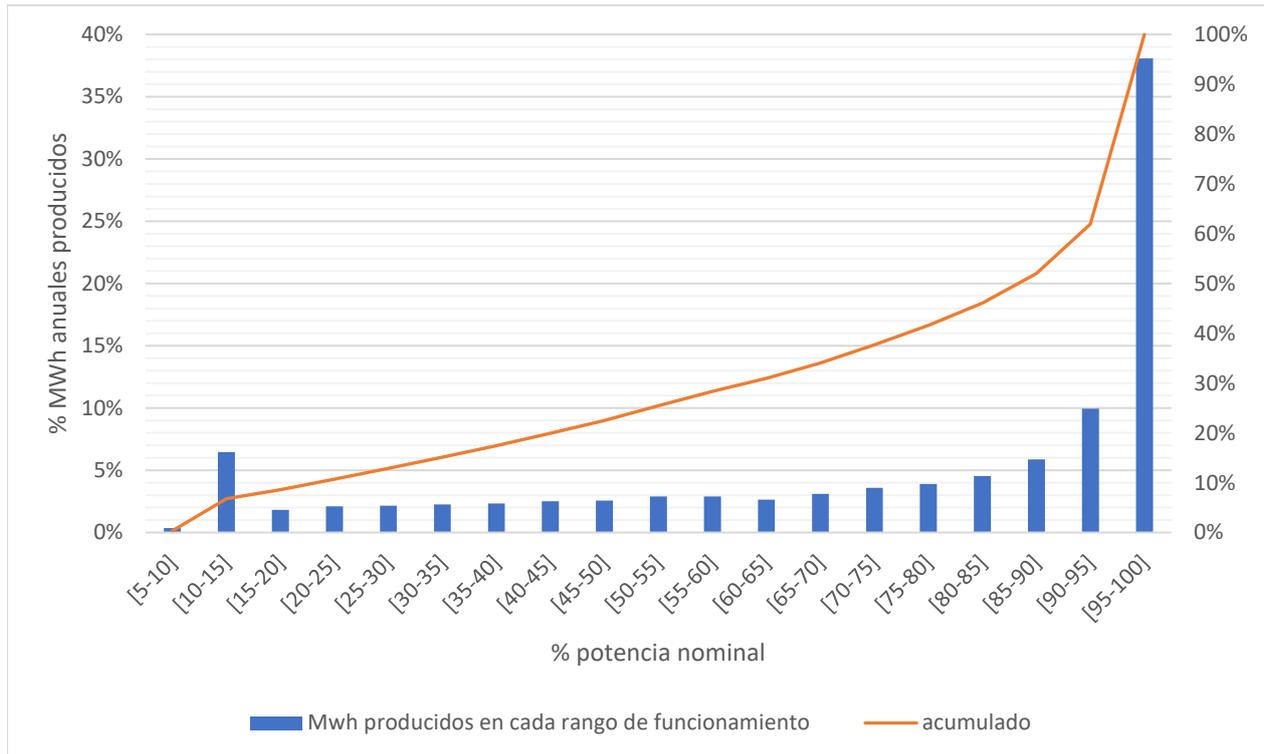


ILUSTRACIÓN 5.29. GRÁFICO DE LA ENERGÍA GENERADA SEGÚN EL RANGO DE FUNCIONAMIENTO. EP



Por último, la próxima tabla muestra los promedios extraídos de los 20 años, para cada porcentaje de potencia. Durante 855 horas al año se alcanza la máxima capacidad de los aerogeneradores, pero, aun significando sólo un 9,74% del tiempo, se llega a generar más del 19% de la energía anual. Por lo tanto, queda totalmente descartado desestimar las franjas más altas de producción como se planteó al principio de este apartado ya que, es en estos intervalos, donde se produce la mayor cantidad de energía. Es destacable, también, que casi la mitad de toda la energía que se produce en el año se genera en tan solo el 25% de las horas, en las que los generadores se encuentran por encima del 90% de su capacidad.

**TABLA 22. RESULTADOS EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA ALCANZADA. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	855,15	9,74	85.072,62	19,43	3,74
95%	1.692,15	19,26	166.656,01	38,07	7,33
90%	2.162,25	24,62	210.230,55	48,02	9,25
80%	2.696,20	30,69	255.836,02	58,43	11,26
70%	3.133,50	35,67	288.695,26	65,94	12,70
60%	3.520,40	40,08	313.851,32	71,69	13,81
50%	3.983,50	45,35	339.280,00	77,49	14,93
40%	4.478,20	50,98	361.476,45	82,56	15,90
30%	5.052,40	57,52	381.449,15	87,13	16,78
20%	5.809,65	66,14	400.114,72	91,39	17,61
10%	8.600,45	97,91	436.295,83	99,65	19,20
0%	8.765,15	100,00	437.817,28	100,00	19,26

Con estos resultados, se hace evidente que no se puede despreciar ni el mínimo porcentaje de potencia (como se ha visto, un 1% supondría unas pérdidas de casi el 20% de la producción anual). Por lo tanto, es necesario dimensionar el parque eléctricamente de manera adecuada para que permita el paso de la totalidad de corriente cuando esté trabajando a su máxima potencia sin dejar de optimizar los costes.





## 5.4 Dimensionamiento eléctrico

Una vez se han hecho las previsiones de producción y potencia generada, se procede a dimensionar los elementos eléctricos para evacuar la energía. Como se ha repetido en varias ocasiones a lo largo de este documento, la transmisión de la energía supone una parte muy grande del total de la inversión del parque, por ello, es muy importante ajustar todos los elementos lo máximo posible a las necesidades de evacuación. Con este fin, se elegirá tanto el tipo de corriente, como el dimensionamiento de los componentes eléctricos y el cableado o el nivel de tensión.

### 5.4.1 Tipo de transmisión eléctrica

De acuerdo con el estudio de los parques llevado a cabo, se concluye que se pueden dar dos casos distintos. La corriente se puede transmitir de dos maneras:

- HVDC: Corriente Continua de alta tensión. Se usa para los parques que se encuentran a distancias superiores a unos 70 km de la costa. A partir de estas distancias, en sistemas de Corriente Alterna, la energía reactiva disminuye la capacidad del cable de transmitir potencia, haciendo, además, la línea inestable.
- HVAC: Corriente Alterna de alta tensión. Para distancias inferiores, es la mejor opción.

Dado que el parque se encuentra a unos 10 km de la costa, se escoge un cable del tipo HVAC.

### 5.4.2 Tramos diferenciables

Para este proyecto, se dan tres tramos con tres tipos de corriente identificables:

Baja tensión: tramo que conecta las turbinas de los aerogeneradores con los transformadores de potencia acoplados a cada uno de ellos. Los generadores de cada molino producen energía a unos 950 V, que se transforma antes de llegar a la subestación a 33 KV, lo que se considera "Media Tensión".

Media Tensión: Aunque oficialmente no exista esta nomenclatura, se usa para referirse a tensiones de distribución hasta unos 36 KV. En este caso, desde los aerogeneradores hasta la subestación, se transporta a 33 KV.

Alta tensión: En la subestación, se eleva la tensión desde 33 KV hasta 132 KV para transportar la energía hasta el punto de distribución a la red.

### 5.4.3 Interconexión de los aerogeneradores

Para asegurar una disponibilidad del parque admisible, es necesario conectar los aerogeneradores entre sí de una determinada manera. En general, hay tres sistemas de conexión:

Radial: Todos los aerogeneradores están conectados a la misma línea y tienen sólo un punto común de evacuación. Es el más sencillo de todos y el más económico. Por el contrario, es el menos fiable. En caso de avería en uno de los aerogeneradores, el parque se quedaría inutilizado desde ese punto en adelante.



En anillo: Los aerogeneradores están interconectados entre sí, y con el punto de evacuación por dos de sus extremos y no sólo por uno, como en el caso anterior. En caso de avería o de mantenimiento de una sola turbina, el resto del parque podría seguir funcionando con normalidad. Sin embargo, si la avería se produce en dos o más de ellos no consecutivos, toda la línea intermedia quedaría fuera de servicio.

Mallado: Combinación de los dos anteriores. Cada aerogenerador (o grupo pequeño) está conectado independientemente con el punto de evacuación. Es el sistema más seguro en caso de avería, pero también el de coste más elevado.

Al tratarse de un parque pequeño, se decide mallar la conexión, como se muestra a continuación en la ilustración 5.30. De esta manera, se puede considerar que no existe caída de tensión dentro del parque. Se unirán los aerogeneradores en grupos de cinco, de tal forma que, por cada conductor, se evacuarán 25 MW de potencia.

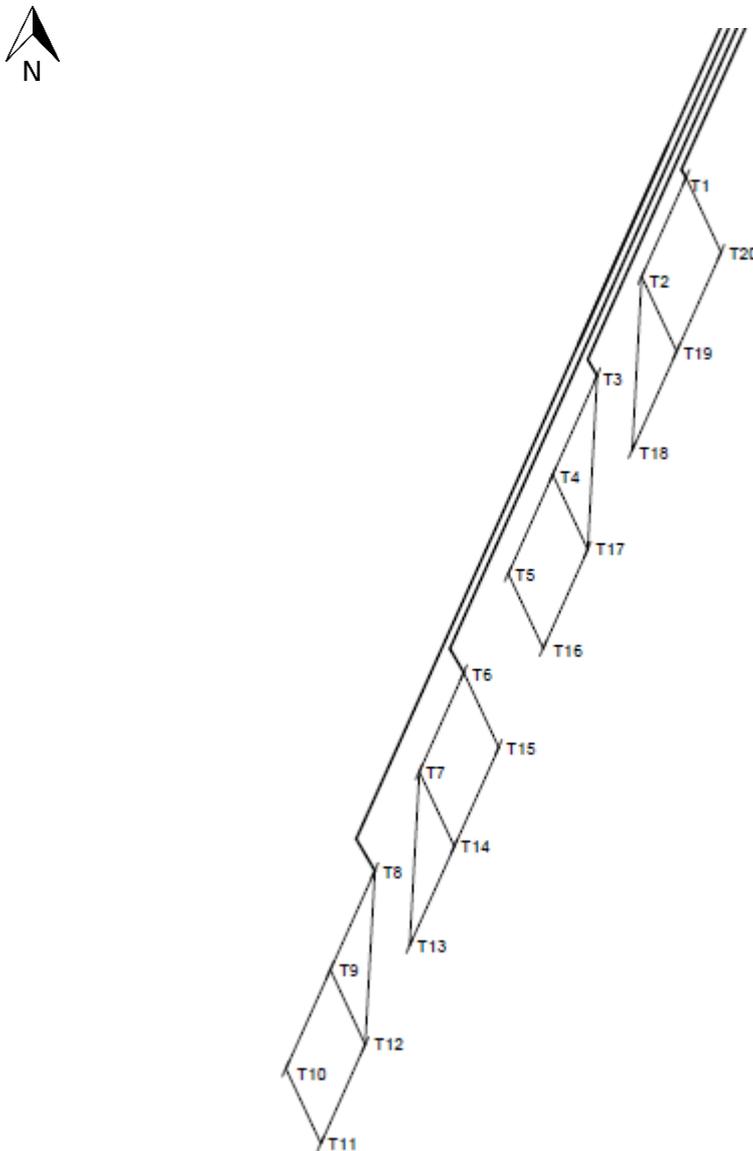


ILUSTRACIÓN 5.30. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE Y SU CONEXIONADO ELÉCTRICO. EP





#### 5.4.4 Elementos del sistema eléctrico

##### Transformación BT/MT

En cada uno de los aerogeneradores, se instala un centro de transformación, que convierte los 950V de tensión alterna en los que producen la energía, en 33KV de tensión alterna en los que se transportará hasta la subestación. Dentro de este emplazamiento, se encuentran una serie de componentes, los cuales se especifican a continuación.

##### TRANSFORMADOR

Es el encargado de llevar a cabo la conversión propiamente dicha, de 950V a 33KV. Se elige un tipo de transformador seco encapsulado al vacío. Este tipo de aparatos, son medioambientalmente seguros y no necesitan apenas mantenimiento. A diferencia de los bañados en aceite, no presentan riesgo de incendio, ni de contaminación del entorno. Además, son los idóneos para ambientes húmedos y salinos, ya que funcionan en ambientes con una humedad superior al 95 % y temperaturas por debajo de los -25 °C. Por otro lado, son capaces de soportar duras condiciones de vibración y balanceo y presentan una alta resistencia tanto a los cortocircuitos, como a las sobrecargas [47].



ILUSTRACIÓN 5.31. TRANSFORMADOR SECO ENCAPSULADO ABB [48]



### CELDAS DE PROTECCIÓN

Se encuentran ubicadas entre el transformador y la subestación y su finalidad es proteger al aerogenerador ante posibles fallos, así como conectarle con la red. Permiten, además, llevar a cabo las labores de mantenimiento de cada turbina independientemente de las demás.

Se trata de un armario que aglutina todos los componentes de medida, corte y protección necesarios, aislados en gas SF<sub>6</sub>, que permiten compactar los elementos en un espacio más pequeño, así como aislarlos de las condiciones atmosféricas propias del ambiente marino. Las celdas estandarizadas soportan hasta 36 KV de tensión, suficiente para los 33KV de tensión máxima que evacuarán los aerogeneradores del parque.

Además, tiene la característica de que es modular, por lo que se facilita las labores de mantenimiento en caso de avería. Todos los componentes internos como relés, fusibles o embarrados tienen las mismas especificaciones técnicas que se muestran a continuación:

**TABLA 23. CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS. EP**

<b>Factor</b>	<b>Valor</b>
Tensión Nominal	33 KV
Tensión Máxima	36 KV
Intensidad Nominal	630 A
Intensidad de Cortocircuito	16 KA
Frecuencia	50 Hz

### MATERIAL DE SEGURIDAD

Todos los centros de transformación deberán contar con ciertos elementos de seguridad frente a incendios o averías eléctricas tales como:

- Sistema de alumbrado pertinente
- Extintor contra incendios
- Señalización correspondiente de riesgo eléctrico
- Instrucciones de primeros auxilios
- Esquema de la instalación
- Guantes aislantes de 36 kV





### 5.4.5 Dimensionamiento de Media Tensión

Las conexiones de media tensión a 33 KV, comprenden la zona desde los aerogeneradores hasta la subestación y la interconexión entre ellos. Ha de ser especial para ambientes submarinos, puesto que va enterrado en el lecho marino. Para este tipo de entorno, se consideran los mismos factores de corrección que para cable enterrado. Por lo tanto, se calculará en base a la intensidad admisible que indica el fabricante, corregida como se verá más adelante. Para ello, por tanto, se necesita la intensidad nominal con la que se va a trabajar. Para una potencia instalada de 100 MW, será:

$$I_n = \frac{P (KW)}{\sqrt{3} \cdot V (KV)} \tag{27}$$

Donde:

I<sub>n</sub>= Intensidad nominal (A)

P= Potencia (KW)

V= Voltaje nominal (KV)

$$I_n = \frac{100 \cdot 10^3 \text{ KW}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ KV}} = 1749,54 \text{ A} \tag{27}$$

La configuración de la red eléctrica se realizará de la siguiente manera. Como se ha expuesto anteriormente y se muestra en la imagen de la ilustración 5.30, la conexión entre aerogeneradores será mallada. Por cada extremo de salida, se evacuarán 25 MW, por lo que por cada una de ellas circulará una intensidad de **437,385 A**. Se escoge como guía el catálogo de Nexans (IL. 5.32) de conductores de cobre de MV submarinos, para una tensión de hasta 36 KV.

[F]2XS2Y>c<RAA 18/30(36) kV											Construational Data
1	2	3	4	6		7	8	9	10	11	
Nominal cross sectional area of conductor (mm <sup>2</sup> )	Conductor copper round stranded diameter over conductor (mm)	Insulation XLPE wall thickness (mm)	Screen copper wires and counter helix cross sectional area (mm <sup>2</sup> )	Core sheath PE black wall thickness (mm)	Core sheath PE black diameter (mm)	Bedding wall thickness (mm)	Armour steel wires round galvanized diameter (mm)	Serving bitumen fib. material incl. colour strip wall thickness (mm)	Outer diameter of cable (mm)	Cable weight (t/km)	
50	8.2	8.0	6	2.0	32	2	4.0	3.5	88	10.0	
70	9.9	8.0	6	2.0	35	2	4.0	3.5	94	11.6	
95	11.5	8.0	6	2.1	37	2	4.0	3.5	98	12.8	
120	13.0	8.0	6	2.1	38	2	4.0	3.5	101	13.9	
150	14.5	8.0	8	2.2	40	2	4.0	3.5	104	15.3	
185	16.1	8.0	8	2.2	42	2	4.0	3.5	110	17.2	
240	18.6	8.0	8	2.3	44	2	4.0	3.5	113	18.9	
300	20.6	8.0	8	2.4	46	2	4.0	4.0	119	21.6	

[F]2XS2Y>c<RAA 18/30(36) kV											Electrical Data
1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Nominal cross sectional area conductor (mm <sup>2</sup> )	Conductor resistance DC 20 °C (Ω/km)	Conductor resistance AC 90 °C (Ω/km)	Screen resistance 20 °C (Ω/km)	Capacitance (µF/km)	Inductance (mH/km)	Current rating (A)	Losses (W/m)	1s short circuit current after full load at 90 °C conductor temperature (kA)			
conductor (mm <sup>2</sup> )	screen (mm <sup>2</sup> )							conductor	screen		
50	6	0.387	0.49	1.05	0.15	0.46	214	7.1	1.1		
70	6	0.268	0.34	1.05	0.17	0.44	256	10.0	1.1		
95	6	0.193	0.25	1.05	0.19	0.42	305	13.6	1.1		
120	6	0.153	0.20	1.05	0.20	0.40	346	17.1	1.1		
150	8	0.124	0.16	0.77	0.22	0.39	386	21.4	1.5		
185	8	0.0991	0.13	0.77	0.23	0.38	435	26.5	1.5		
240	8	0.0754	0.098	0.77	0.26	0.36	499	34.3	1.5		
300	8	0.0601	0.079	0.77	0.27	0.35	554	43.3	1.5		

ILUSTRACIÓN 5.32. CUADRO DE CARACTERÍSTICAS DEL CABLE DE NEXANS SUBMARINO HASTA 36 KV [49]



Se van a realizar los cálculos para el conductor con menor sección por minimización de costes, es decir, **185 mm<sup>2</sup>**. Desde el punto más lejano de salida del parque, hasta la posición más cercana en tierra, hay una distancia de unos 10,88 km. Para estas longitudes, transportar la energía a 33 KV es, a priori, perfectamente posible y lo más rentable. Por ello, se va a evitar la construcción de una subestación offshore, llevando la energía directamente a tierra y, una vez aquí, se transforma. Se considera la distancia hasta el punto más cercano en la costa, más 500 metros hasta la posible subestación en tierra, por lo tanto, 11380, que se redondean a 11400 metros.

Criterios de dimensionamiento

FACTORES DE CORRECCIÓN

Para los cables submarinos, se tienen en consideración los mismos factores de corrección que para los cables enterrados. Se aplican tres factores, dependientes de la temperatura, de la profundidad de enterramiento y de la resistividad del terreno.

FACTOR DE CORRECCIÓN DE TEMPERATURA (KT)

Como se puede comprobar en la tabla siguiente, este factor depende de dos variables. La temperatura de servicio del cable, proporcionada por el fabricante que, en este caso, por tener un recubrimiento XLPE, son 90º C y la temperatura ambiente. Suponiendo unas condiciones externas de una temperatura del agua de unos 15 grados centígrados, el factor de corrección que corresponde será 1,07, según la siguiente tabla 24.

TABLA 24. FACTORES DE CORRECCIÓN SEGÚN LA TEMPERATURA DEL TERRENO [50]

Temperatura de servicio $\Theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\Theta_t$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

FACTOR DE CORRECCIÓN DEBIDO A LA PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (KP)

Los cables submarinos, van enterrados en el lecho a una profundidad de un metro, por ello, se aplica un factor de corrección de valor 1 acorde con la tabla 25.

TABLA 25. FACTORES DE CORRECCIÓN SEGÚN LAS CONDICIONES DE ENTERRAMIENTO [50]

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91



**FACTOR DE CORRECCIÓN POR RESISTIVIDAD TÉRMICA ( $k_r$ )**

Los conductores se entierran directamente en el terreno, que se considera completamente inundado. Para este tipo de suelos, corresponde una resistividad térmica de 0,40 k.m/w, como se aprecia en la siguiente tabla 26. Se tiene en cuenta que, aunque muy corto, el cable se ve obligado a pasar por un tramo al aire, para conectar con la subestación. Contando con estos dos factores, y para estar dentro de los límites de la seguridad, se aplicará un factor de corrección de 1,23 (tabla 27), que no corresponde al mínimo debido a este cambio brusco en las condiciones ambientales.

**TABLA 26. RESISTIVIDADES TÉRMICAS SEGÚN EL TERRENO [50]**

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

**TABLA 27. FACTORES DE CORRECCIÓN SEGÚN LA RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL TERRENO [50]**

Tipo de instalación	Sección del conductor mm <sup>2</sup>	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Por lo tanto, la intensidad admisible del cable será, según el fabricante, para una sección de 185 mm<sup>2</sup>:

$$I_{\text{tabla}} * k_t * k_p * k_r = 435 * 1,07 * 1 * 1,23 = 572,5 \text{ A} \quad (28)$$



### CORRIENTE CAPACITIVA MÁXIMA ADMISIBLE

En corriente alterna, se generan dos tipos de potencia. La P. Activa, que es la que se aprovecha, y la P. Reactiva, necesaria para el funcionamiento del sistema, pero que no aporta energía útil. Con la distancia, el segundo tipo va en aumento, haciendo que la línea se comporte como un gran condensador, impidiendo que la energía llegue a su destino. Por este motivo, en ocasiones, se opta por transmitir la corriente en continua ya que no tiene componente reactiva. En este caso, no será necesario por no tratarse de tan largas distancias, pero sí hay que tenerlo en cuenta y controlar que no supere el 10% de la corriente nominal por línea, es decir, 44 A.

Cálculo de la carga capacitiva que supone la línea:

$$Z_c = \frac{1}{C \left( \frac{\mu f}{km} \right) * L(km) * 2\pi f \left( \frac{rad}{s} \right)} j \quad (29)$$

Z<sub>c</sub>= Reactancia capacitiva (Ω)

C= Capacitancia  $\left( \frac{\mu f}{km} \right)$ . Dato proporcionado por el fabricante.

L= Longitud de la línea (Km)

2πf= Pulsación (velocidad angular)  $\left( \frac{rad}{s} \right)$

$$Z_c = \frac{1}{0,23 * 10^{-6} * 11,4 * 2\pi * 50} j = 1214j \Omega \quad (29)$$

Cálculo de la Intensidad capacitiva:

$$I_c = \frac{V(V)}{\sqrt{3} * Z_c(\Omega)} \quad (30)$$

Donde:

I<sub>c</sub>= Intensidad capacitiva (A)

V= Voltaje nominal (KV)

Z<sub>c</sub>= Reactancia capacitiva (Ω)

$$I_c = \frac{33000}{\sqrt{3} * 1214j} = 15,69 A \quad (30)$$

Para este caso, I<sub>c</sub> es inferior al 10% de la intensidad nominal y cumpliría los requisitos establecidos. Por último, la suma de la intensidad nominal, más la intensidad capacitiva, será el total que deba soportar el conductor que se elija:

$$I_t = I_n + I_c$$

$$I_t = 437,4 + 15,7 = 453,1 A \quad (31)$$

Dado que 453 A < 572,5 A, el conductor de 185 mm<sup>2</sup> sería el elegido para transportar la energía hasta la subestación en tierra.

### CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA ADMISIBLE Y PÉRDIDAS

Debido a que el cable tiene una resistividad al paso de corriente, éste presenta unas pérdidas que van en aumento con la longitud del mismo. Para este factor, se pone un límite máximo del 5% de 33 KV, lo que supone una caída de 1650 V. No sería aceptable que llegasen a tierra menos de 31,35 KV.





El primer dato a calcular será la resistencia de la línea, para ello, se tendrá en cuenta la conductividad estándar del cobre a 40° de 49 m/Ωmm<sup>2</sup> y la misma longitud y sección usadas hasta ahora.

$$R = \frac{L(m)}{\sigma\left(\frac{m}{\Omega mm^2}\right) * S(mm^2)} \quad (32)$$

Donde:

L= Longitud de la línea (m)

σ= Conductividad eléctrica del cobre  $\left(\frac{m}{\Omega mm^2}\right)$

S= Sección del cable (mm<sup>2</sup>)

$$R = \frac{11400}{49 * 185} = 1,26 \Omega \quad (32)$$

Por lo tanto, las pérdidas que sufrirá cada conductor en el tramo recorrido serán:

$$P = 3 * R * I^2 \quad (33)$$

Donde:

P= Pérdidas por efecto Joule (W)

R= Resistencia del cable (Ω)

I= Intensidad de la línea (A)

$$P = 3 * 1,26 * 437,4^2 = 721,8 \text{ KW} \quad (33)$$

Como por cada una de las cuatro líneas que salen del parque, se evacúan 25000 KW, esta cifra de 721,8 kw, supone una caída de tensión de **2,88%**, por lo que estaría dentro de los límites admisibles. Esta cifra, coincide con las pérdidas en la totalidad del parque, que resultan:

$$\text{Pérdidas totales} = 0,722 \text{ MW} * 4 (\text{ramas}) = 2,88 \text{ MW} \quad (34)$$

A continuación, se muestra un resumen de las características del tramo en la tabla 28.

**TABLA 28. CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR. EP**

<b>Conductor</b>	
Nombre comercial	(F)2XS2Y
Tipo	Manguera 3 fases
Material	Cobre
Aislamiento	XLPE
I <sub>max</sub> fabricante	435 A
I <sub>max</sub> corregida	572,5 A
Sección	185 mm <sup>2</sup>
Longitud media	11400 m
Tensión	33000 V
Pérdidas	2,88%



### Subestación MT/AT

Una vez se ha definido el método de evacuación hasta tierra, en media tensión, 33 KV, el siguiente paso es elevar la tensión hasta 132 KV para inyectarla en la red de alta tensión. Para ello es necesario proyectar la subestación que tendrá dicha función.

El emplazamiento de la subestación no quedaría definido en la realidad, habiéndose tomado como referencia una distancia hasta la costa de unos 500 metros, la cual, ya se ha incluido en los cálculos anteriores.

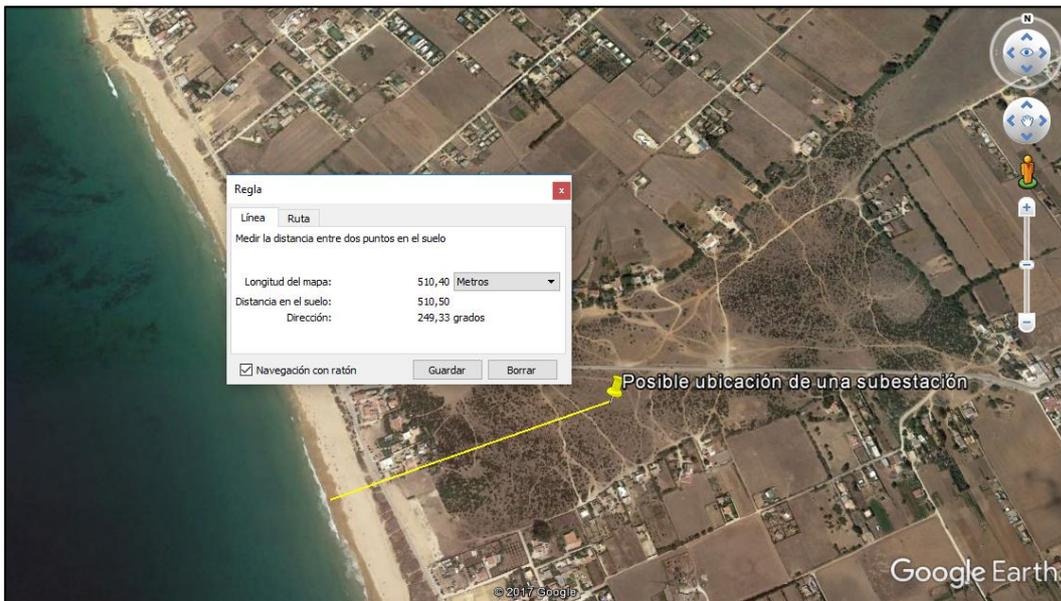


ILUSTRACIÓN 5.33. REPRESENTACIÓN DE LA POSIBLE UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN. EP

### CARACTERÍSTICAS GENERALES

A continuación, se resumen las principales cualidades de la subestación en los siguientes apartados, comenzando por las características de transformación en la tabla 29

TABLA 29. CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSFORMACIÓN. EP

Características	Valor
Potencia	100 MW
Relación de tensiones	33/132 KV
Frecuencia	50 HZ
Tipo de corriente	Alterna
Transformadores	Dos trafos trifásicos de 100 MVA

TABLA 30. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES. EP

Características	Sistema de 132 KV	Sistema de 33 KV
Tensión nominal	132 KV	33 KV
Tensión máxima permitida por el material	245 KV	36 KV
Posiciones de Línea	Dos: L1, L2	Cuatro: L1, L2, L3,L4



## DISPOSICIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El término disposición de una subestación está referido a la forma en la que están conectados a ella sus elementos. En la elección del tipo más adecuado de subestación para una aplicación determinada, influyen muchos factores como pueden ser el nivel de tensión, la capacidad de carga o las consideraciones ambientales, por ejemplo.

En este caso, se escoge la disposición de doble barra con by-pass por considerarse lo suficientemente robusta y capaz de dar la continuidad necesaria al servicio. En la siguiente ilustración se presenta un esquema genérico de la misma.

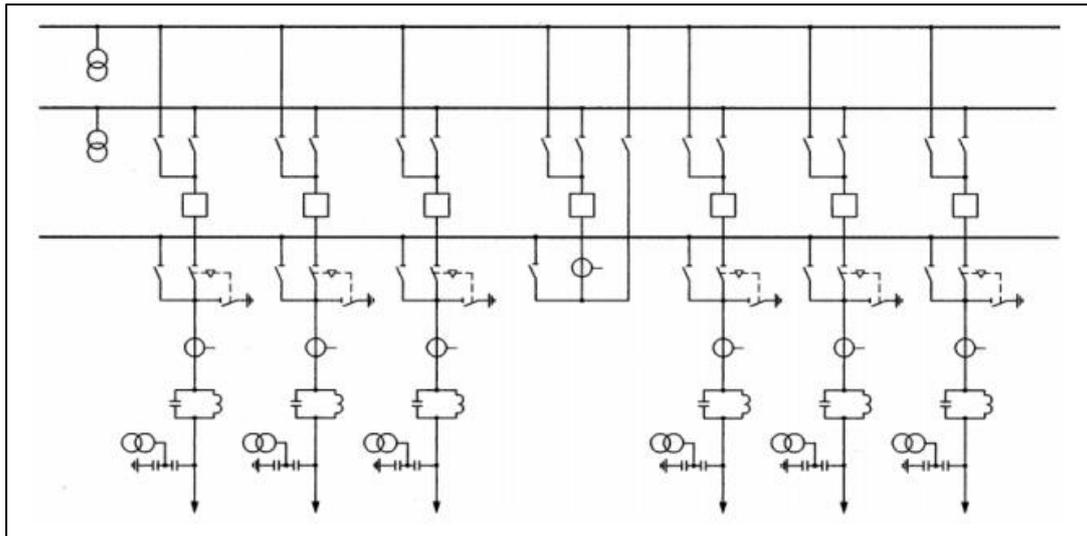


ILUSTRACIÓN 5.34. REPRESENTACIÓN DE LA DISPOSICIÓN DE DOBLE BY-PASS

Consta de un doble juego de barras con un by-pass en las posiciones de línea o de transformador, que puede alimentarse en cualquiera de las dos. Presenta las siguientes ventajas: reparto de cargas, flexibilidad en las maniobras; lo que permite asegurar el servicio. Por el contrario, su montaje es un tanto costoso y complicado.

### SISTEMA DE 132 KV

A continuación, se describen las principales características de los elementos que conforman las celdas del sistema de 132 kv. Las celdas que se instalarán serán blindadas y compartimentadas, aisladas en SF6. La elección de este modelo, además de porque su diseño es el más apropiado para las características de la red de transporte, se debe a su alta eficiencia energética, a su requerimiento mínimo de espacio, a su alto nivel de seguridad y fiabilidad, a su alta calidad de servicio y a su adecuación para un ambiente salino.

#### POSICIONES DE LÍNEA

Cada una de ellas, estará formada por los siguientes elementos:

- 3 Transformadores de tensión en línea.
- 3 Pararrayos de óxido de cinc.
- 1 Seccionador de línea tripolar con cuchillas de P.a.T. Ambos motorizados.
- 3 Transformadores de intensidad.
- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Seccionadores de barras tripolares. Ambos motorizados.



*CELDA DEL TRANSFORMADOR*

Los elementos que lo integran serán los dispuestos a continuación:

- 3 Pararrayos de óxido de cinc.
- 3 Transformadores de intensidad.
- 1 Interruptor tripolar.
- 2 Seccionadores de barras tripolares. Ambos motorizados.

*MÓDULO DE MEDIDA DE TENSIÓN EN BARRAS*

Para el llevar de manera adecuada el mantenimiento y el funcionamiento de la transformación, son necesarios los siguientes componentes del equipo de medida:

- 3 Transformadores de intensidad.
- 1 Interruptor tripolar
- 2 Seccionadores de barras tripolares. Ambos motorizados.
- 3 Transformadores de tensión para medida en Barras 1.
- 3 Transformadores de tensión para medida en Barras 2.

APARAMENTA

En la siguiente tabla se muestran sus valores nominales.

**TABLA 31. APARAMENTA ELÉCTRICA. EP**

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Tensión nominal	145 KV
Frecuencia nominal	50 HZ
Tensión de prueba a impulso de rayo	650 KV
Sobre distancia de seccionamiento	750 KV
Tensión de prueba a frecuencia industrial	275 KV
Sobre distancia de seccionamiento	315 KV
Corriente nominal	1250 A
Corriente nominal de embarrado	2500 A
Corriente de impulso	80 KA
Corriente de corta duración	31,5 KA
Presión mínima del gas de aislamiento a 20°C	520/600 KPA
Presión mínima del gas de extinción a 20°C	600/630 KPA
Temperatura ambiente mínima permitida	-30°C
Temperatura ambiente máxima permitida	40°C





### EMBARRADOS

La barra del sistema de 132 kV será de tipo blindado. Será de encapsulado tripolar y de corriente nominal de 3150 A.

### INTERRUPTORES

Serán interruptores automáticos tripolares aislados en SF6 y blindados. Estarán dispuestos de manera horizontal, para minimizar las fuerzas dinámicas que puedan influir sobre ellos. Los tres interruptores de la misma fase serán accionados por un mismo mecanismo. Éste, constará de dos resortes que acumularán la energía requerida en una maniobra de apertura-cierre-apertura, permitiendo realizar dichas maniobras de manera rápida y eficaz. Son aparatos capaces de maniobrar y soportar corrientes de carga nominal, sobreintensidades y cortocircuitos durante un tiempo determinado. El accionamiento de estos interruptores puede ser manual o mediante relés de maniobra y protección.

Dichos aparatos deben ser, pues, capaces de cortar la intensidad máxima de corriente de cortocircuito susceptible de originarse en dicho lugar. Por lo tanto, su elección depende principalmente de la potencia de cortocircuito en el punto de la instalación que se desea proteger y no de la corriente que el aparato debe soportar en régimen normal. En la siguiente tabla se describen sus principales características eléctricas:

**TABLA 32. INTERRUPTORES. EP**

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Tensión de servicio	245 KV
Frecuencia nominal	50 HZ
Intensidad nominal de servicio	4000 A
Poder de corte nominal bajo cortocircuito	63 kA
Tensión de ensayo durante un minuto a 50 Hz	460 KV
Tensión de ensayo tipo rayo	1050 KV

### SECCIONADORES

Se instalarán varios seccionadores en las posiciones de alta tensión. Las dos funciones que llevarán a cabo serán aislar la línea del circuito eléctrico de manera visible cuando las circunstancias lo requieran y realizar conexiones de puesta a tierra. Se pueden efectuar maniobras de emergencia manual y enclavamiento mecánico y disponen de unas mirillas para poder verificar su posición y estado.

#### SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA

Se trata de un mecanismo con cuchilla rotativa, que permite realizar simultáneamente las funciones de seccionamiento y puesta a tierra. Se posibilitan tres posiciones para las cuchillas:

- Seccionador abierto y seccionador de tierra abierto
- Seccionador cerrado y seccionador de tierra abierto
- Seccionador abierto y seccionador de tierra cerrado

Los seccionadores serán capaces de establecer e interrumpir las corrientes capacitivas de carga que aparecen en el momento de la puesta en tensión o fuera de ella de las partes de la subestación. A pesar de que tiene un cierto poder de corte que le permite maniobrar pequeñas corrientes, el encargado de la apertura del circuito en carga será el interruptor y el seccionador



estará coordinado con éste para que solo se pueda accionar una vez haya dejado de pasar corriente por el circuito. Tendrá las mismas características nominales que el interruptor al que va asociado y ya descrito anteriormente (tabla 28)

*TRANSFORMADORES DE TENSIÓN*

Al igual que los demás componentes, los transformadores de tensión también estarán aislados en SF6. Su función es transformar la tensión de funcionamiento de 132kV a 220 V para poder conectar los aparatos de medida y relés de protección necesarios, ya que este tipo de aparatos funcionan con tensiones normalizadas de este orden y no de 132 kV.

*TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD*

Tienen la misma función que los transformadores de tensión, pero en este caso, reducir la corriente hasta los 5 amperios habituales de funcionamiento de los aparatos de medida y protección. Estos dispositivos también se encuentran aislados y rodeados de gas SF6.

*TRANSFORMADOR DE POTENCIA*

La instalación contará con dos transformadores trifásicos de 100 MVA cada uno. Esto permitirá una posible ampliación futura del parque u otras conexiones ajenas al proyecto. Además, en caso de fallo de avería en uno de ellos, no se dejaría a la instalación sin capacidad de evacuación. La relación de transformación de los transformadores de potencia es 33/132kV y su grupo de conexión YNYNd11. Serán transformadores de baño de aceite debido a las altas tensiones de transformación a las que se verá sometido ya que los de tipo seco, sólo se fabrican actualmente hasta 75,2 KV. Éstos presentan ciertas ventajas como menor coste unitario o menores pérdidas de vacío. Por otro lado, será necesario instalar protección frente a incendios por el riesgo que éstos conllevan debido a los depósitos de aceite.

El transformador de potencia de la subestación eleva la tensión de 33kV a la que llega la potencia de los aerogeneradores a los 132kV de la línea de transmisión. Además, tiene que ser capaz de funcionar en sentido inverso al habitual durante el arranque del parque eólico, transformando en este caso energía de la red de 132kV a 33kV, para su posterior transformación a 950V en los transformadores correspondientes a cada aerogenerador.

**TABLA 33. TRANSFORMADORES DE POTENCIA. EP**

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Tipo de máquina	Transformador trifásico en baño de aceite
Tipo de servicio	Continuo
Potencia nominal	100 MVA
Refrigeración	Aceite mineral ONAN/ONAF (más ventilación forzada)
Frecuencia	50 HZ
Relación de transformación	33/132 KV
Conexión	Estrella/Triángulo
Grupo de conexión	YNYNd11





## SISTEMA DE 33KV

El sistema de 33 kV estará formado por cabinas o celdas prefabricadas blindadas compartimentadas, con gas SF6 como medio aislante. Se adopta la solución de celdas con SF6 debido al nivel de tensión con el que nos topamos. Dichas cabinas se ubicarán en el interior del mismo edificio que albergará la parte de alta tensión y los transformadores de potencia en este caso. Tienen la ventaja de que permiten una futura ampliación al estar formadas por módulos. Esto simplifica muchísimo las tareas en caso de avería, pues basta con reemplazar la celda problemática por otra. Las celdas tienen integrados los siguientes elementos:

- Interruptor de potencia.
- Seccionador y seccionador de puesta a tierra.
- Seccionador de puesta a tierra rápido.
- Transformador de corriente y transformador de tensión.

Las funciones son las mismas que las explicadas en el apartado del sistema de 132 KV. Varían las características de las celdas, las cuales se muestran en la siguiente tabla 34.

**TABLA 34. SISTEMA DE 33 KV. EP**

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Tensión nominal	33 KV
Tensión máxima admisible	36 KV
Frecuencia nominal	50 HZ
Intensidad nominal	2500 A
Intensidad de cortocircuito	40 KA



## 5.5 Comparación con otras ubicaciones alineadas

Una vez optimizado el diseño del parque y analizados sus datos de producción en relación con el recurso existente, se procede a estudiar el mismo caso, para la misma zona, pero desplazando el parque a lo largo de una alineación que sigue perpendicular a la dirección predominante del viento. Es decir, sin necesidad de girar apenas el parque. En la siguiente tabla 35, se facilitan las coordenadas de las localizaciones, que se pueden apreciar en la imagen de la ilustración 5.35, donde se han ubicado en la aplicación de *Google Earth*.

**TABLA 35. COORDENADAS DE LOS NODOS. EP**

Nodo	Coordenadas	
	X	Y
Localización 1	753193,15	4004459,85
Localización 2	747276,42	3999708,39
Localización 3	741966,21	3996228,60
Localización 4	736681,85	3991642,72
Localización 5	729617,79	3985903,48
Localización 6	722544,56	3980170,43
Localización 7	715462,19	3974443,56



**ILUSTRACIÓN 5.35. LOCALIZACIÓN DE LOS NODOS. EP**

Con el objetivo de maximizar los resultados, se estudia el recurso asociado a cada nueva localización y las producciones obtenidas para cada ubicación. Para ello, no se han tenido en cuenta los mismos criterios que para el caso original. No se han medido batimetrías de la zona ni se ha considerado la normativa aplicable. Tan solo datos de viento, producciones y distancias.



### 5.5.1 Características de cada ubicación

#### Localización 1

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 11.400 m

Media velocidad de viento: 9,45 m/s

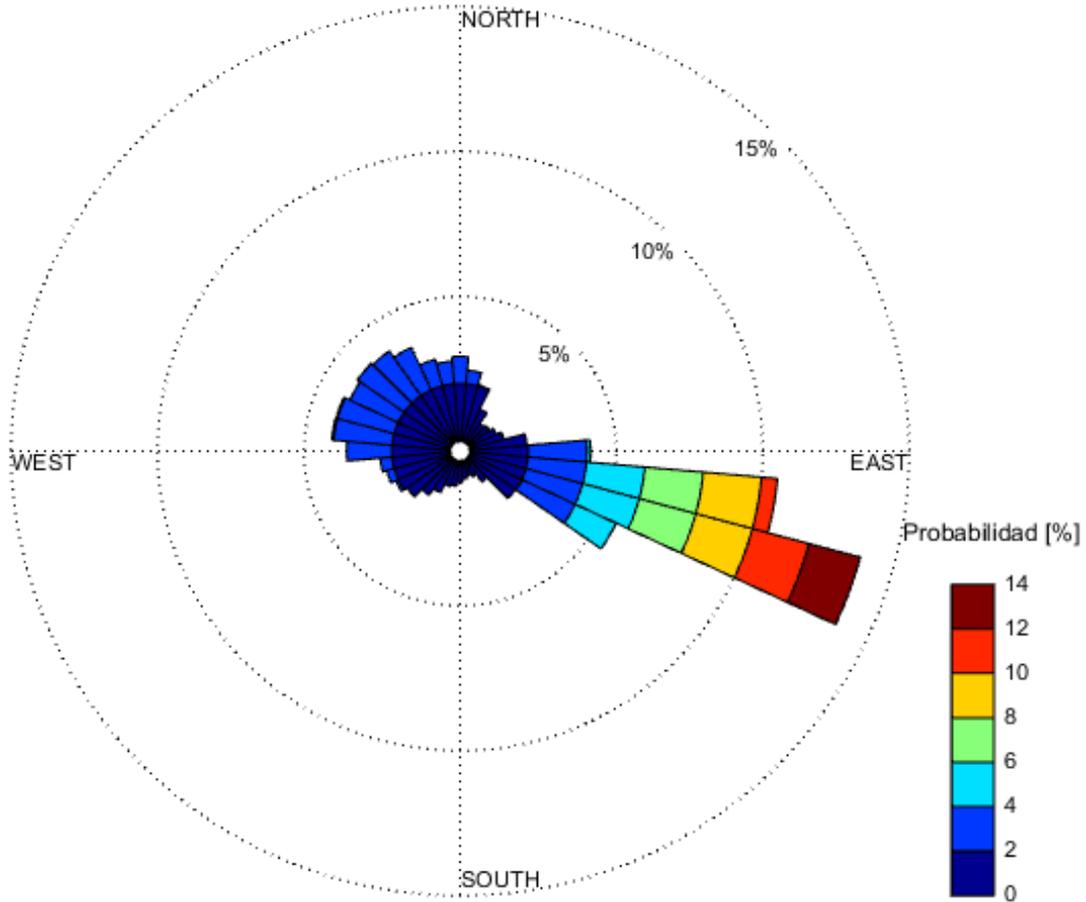


ILUSTRACIÓN 5.36. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 1. EP

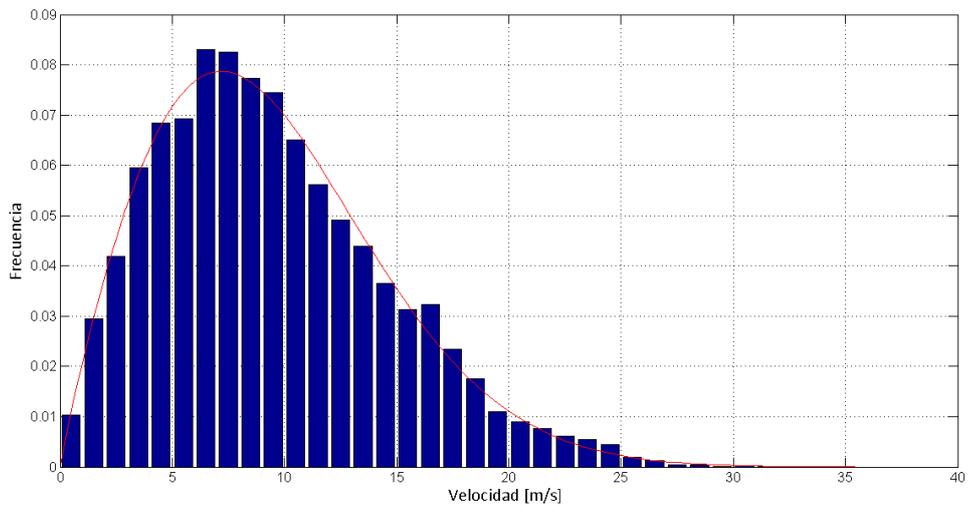


ILUSTRACIÓN 5.37. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 1



**TABLA 36. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 1. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	855,15	9,74	85.072,62	19,43	3,74
95%	1.692,15	19,26	166.656,01	38,07	7,33
90%	2.162,25	24,62	210.230,55	48,02	9,25
80%	2.696,20	30,69	255.836,02	58,43	11,26
70%	3.133,50	35,67	288.695,26	65,94	12,70
60%	3.520,40	40,08	313.851,32	71,69	13,81
50%	3.983,50	45,35	339.280,00	77,49	14,93
40%	4.478,20	50,98	361.476,45	82,56	15,90
30%	5.052,40	57,52	381.449,15	87,13	16,78
20%	5.809,65	66,14	400.114,72	91,39	17,61
10%	8.600,45	97,91	436.295,83	99,65	19,20
0%	8.765,15	100,00	437.817,28	100,00	19,26


**ILUSTRACIÓN 5.38. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 1 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**

Localización 2

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 19.000 m

Media de velocidad de viento=9,79 m/s

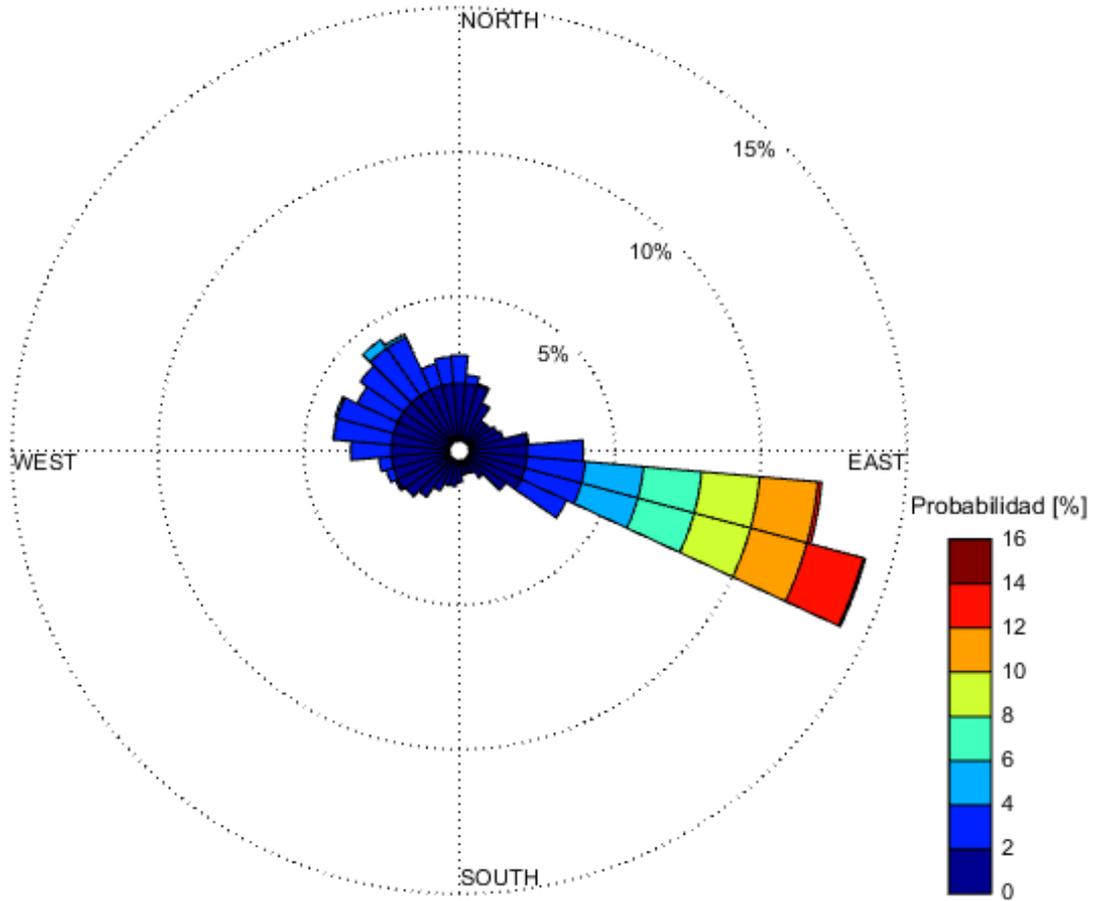


ILUSTRACIÓN 5.39. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 2

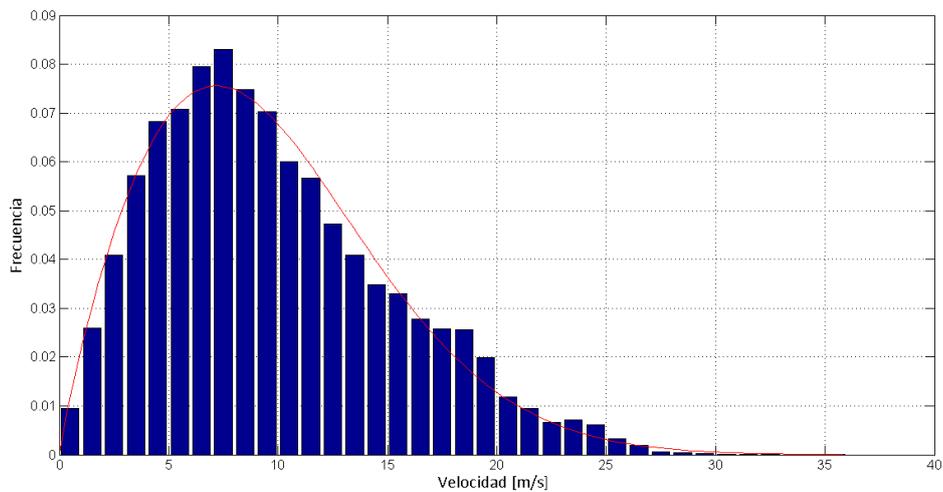
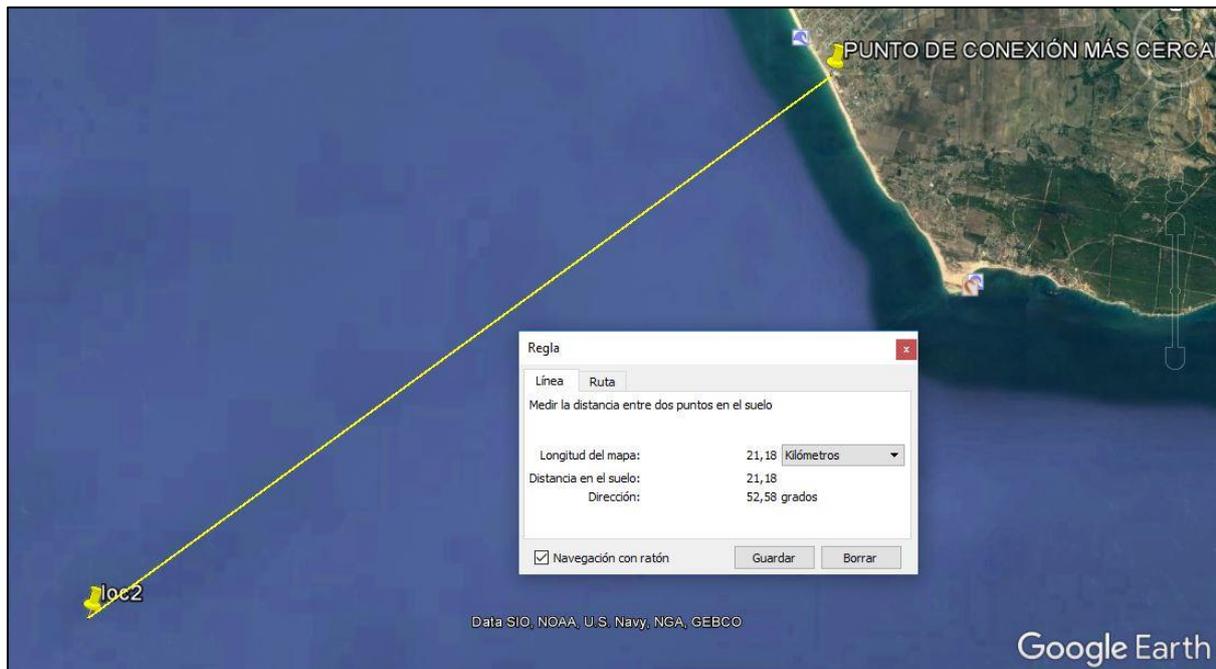


ILUSTRACIÓN 5.40. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 2



**TABLA 37. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 2. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.115,90	12,70	111.044,72	24,76	4,89
95%	1.915,10	21,80	188.932,41	42,13	8,31
90%	2.339,40	26,63	228.261,38	50,91	10,04
80%	2.872,80	32,70	273.833,87	61,07	12,05
70%	3.286,80	37,42	304.959,44	68,01	13,42
60%	3.654,95	41,61	328.900,27	73,35	14,47
50%	4.068,95	46,32	351.641,67	78,42	15,47
40%	4.527,50	51,54	372.182,27	83,00	16,38
30%	5.123,50	58,33	392.908,92	87,62	17,29
20%	5.871,75	66,85	411.482,79	91,77	18,11
10%	8.601,55	97,92	446.889,04	99,66	19,66
0%	8.765,15	99,79	448.391,43	100,00	19,73


**ILUSTRACIÓN 5.41. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 2 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**


### Localización 3

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 25.300 m

Media de velocidad de viento= 9,97 m/s

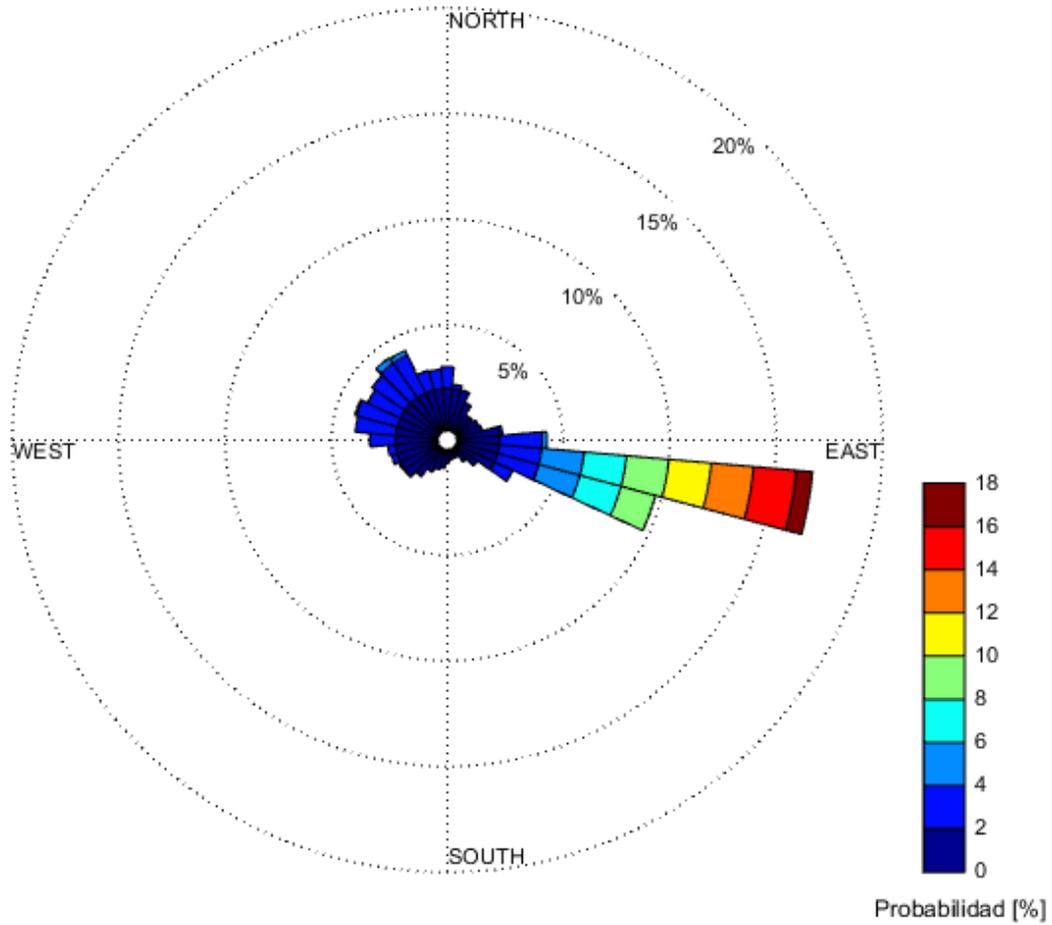


ILUSTRACIÓN 5.42. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 3

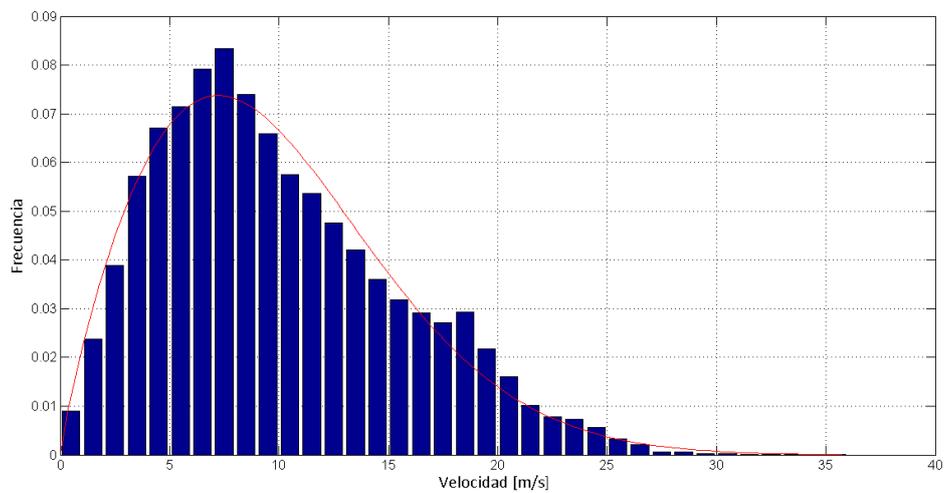
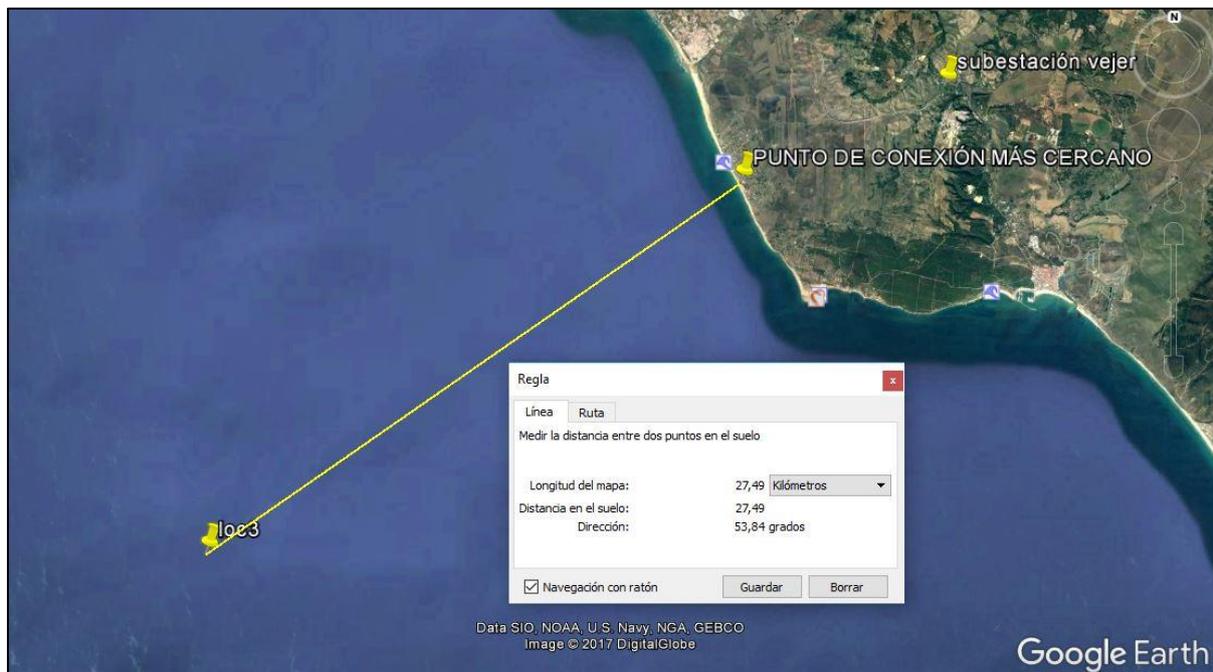


ILUSTRACIÓN 5.43. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 3



**TABLA 38. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 3. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.228,25	13,98	122.228,55	26,85	5,38
95%	2.042,50	23,25	201.569,25	44,28	8,87
90%	2.465,20	28,06	240.770,59	52,89	10,59
80%	2.989,95	34,04	285.692,31	62,76	12,57
70%	3.381,40	38,49	315.119,72	69,22	13,87
60%	3.738,00	42,55	338.300,44	74,31	14,89
50%	4.120,35	46,91	359.290,43	78,92	15,81
40%	4.571,40	52,04	379.518,30	83,37	16,70
30%	5.173,40	58,90	400.424,10	87,96	17,62
20%	5.916,80	67,36	418.869,86	92,01	18,43
10%	8.605,85	97,97	453.765,29	99,68	19,97
0%	8.765,15	99,79	455.228,81	100,00	20,03


**ILUSTRACIÓN 5.44. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 3 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**


Localización 4

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 32.300 m

Media de velocidad de viento=10,03 m/s

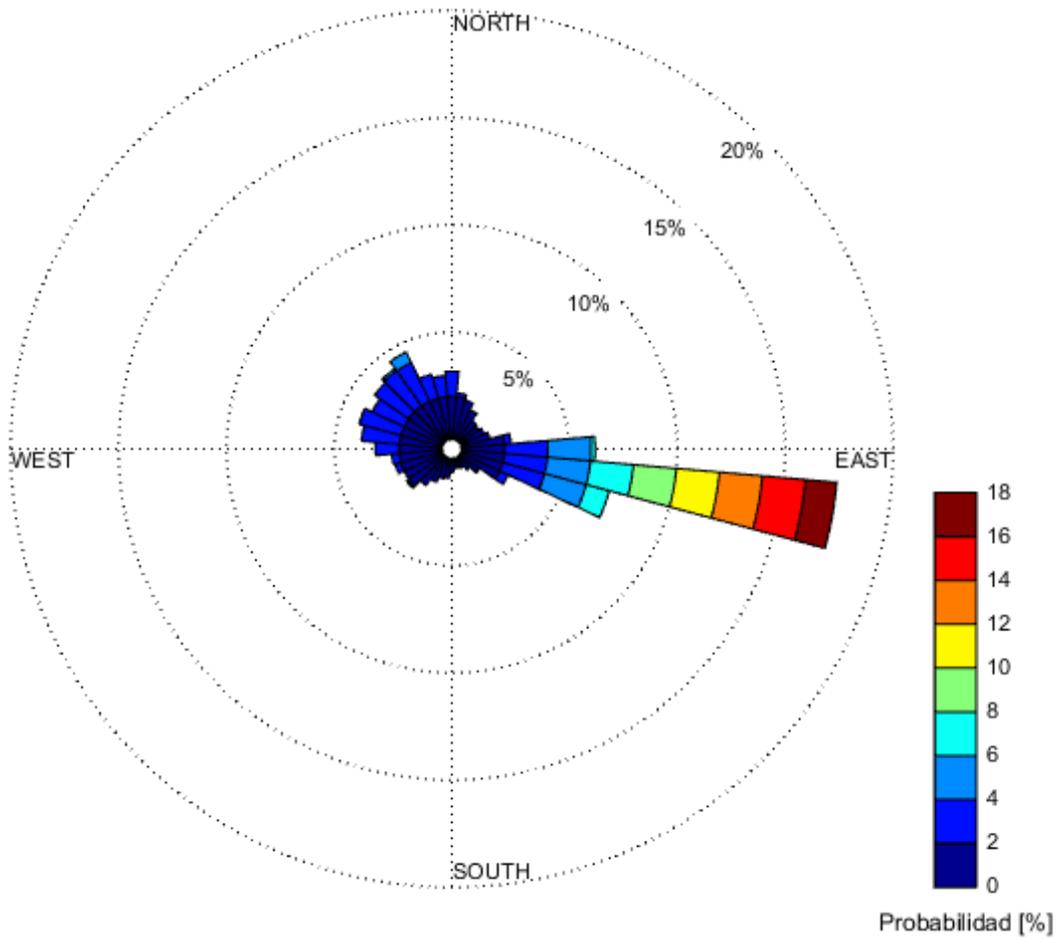


ILUSTRACIÓN 5.45. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 4

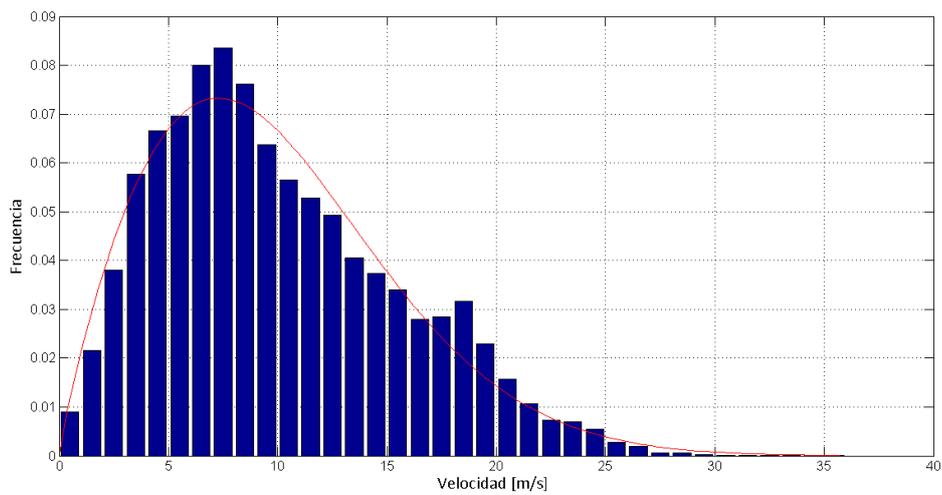
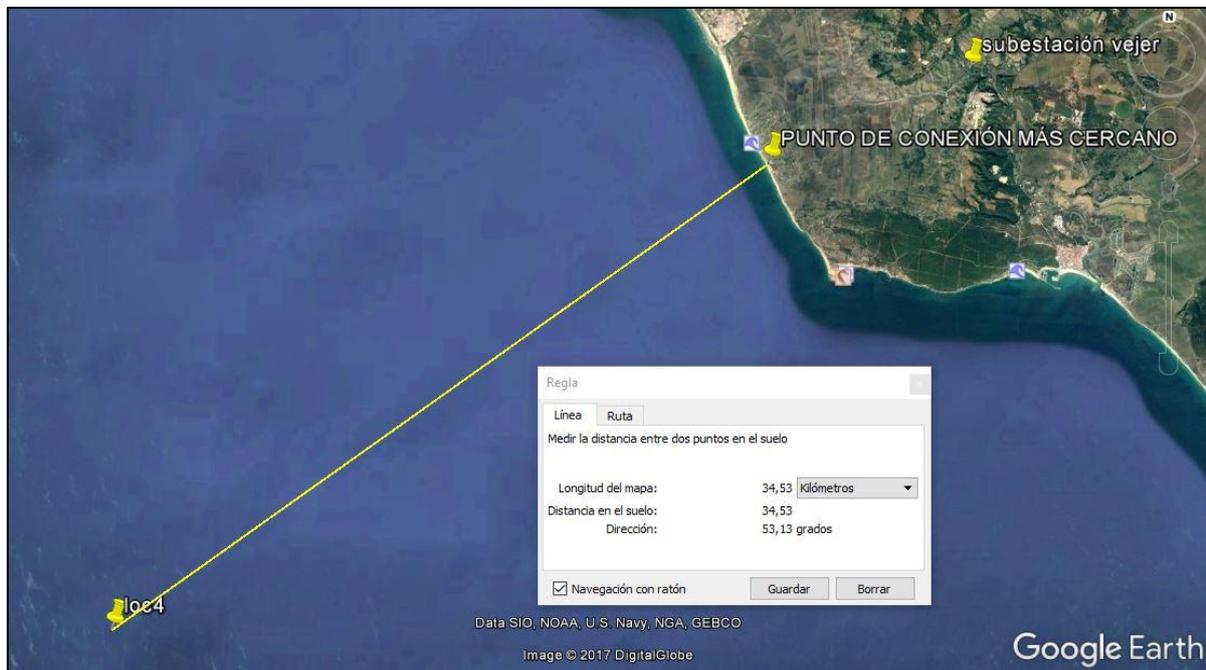


ILUSTRACIÓN 5.46. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 4



**TABLA 39. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 4. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.251,85	14,25	124.574,22	27,21	5,48
95%	2.086,80	23,76	205.935,70	44,97	9,06
90%	2.513,20	28,61	245.450,80	53,60	10,80
80%	3.030,80	34,50	289.769,06	63,28	12,75
70%	3.422,05	38,96	319.151,73	69,70	14,04
60%	3.763,65	42,85	341.337,89	74,54	15,02
50%	4.132,95	47,05	361.608,32	78,97	15,91
40%	4.594,00	52,30	382.238,64	83,48	16,82
30%	5.200,55	59,20	403.314,23	88,08	17,75
20%	5.948,25	67,72	421.842,07	92,13	18,56
10%	8.614,55	98,07	456.501,34	99,69	20,09
0%	8.765,15	99,79	457.888,01	100,00	20,15


**ILUSTRACIÓN 5.47. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 4 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**


Localización 5

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 41.300 m

Media de velocidad de viento=9,99 m/s

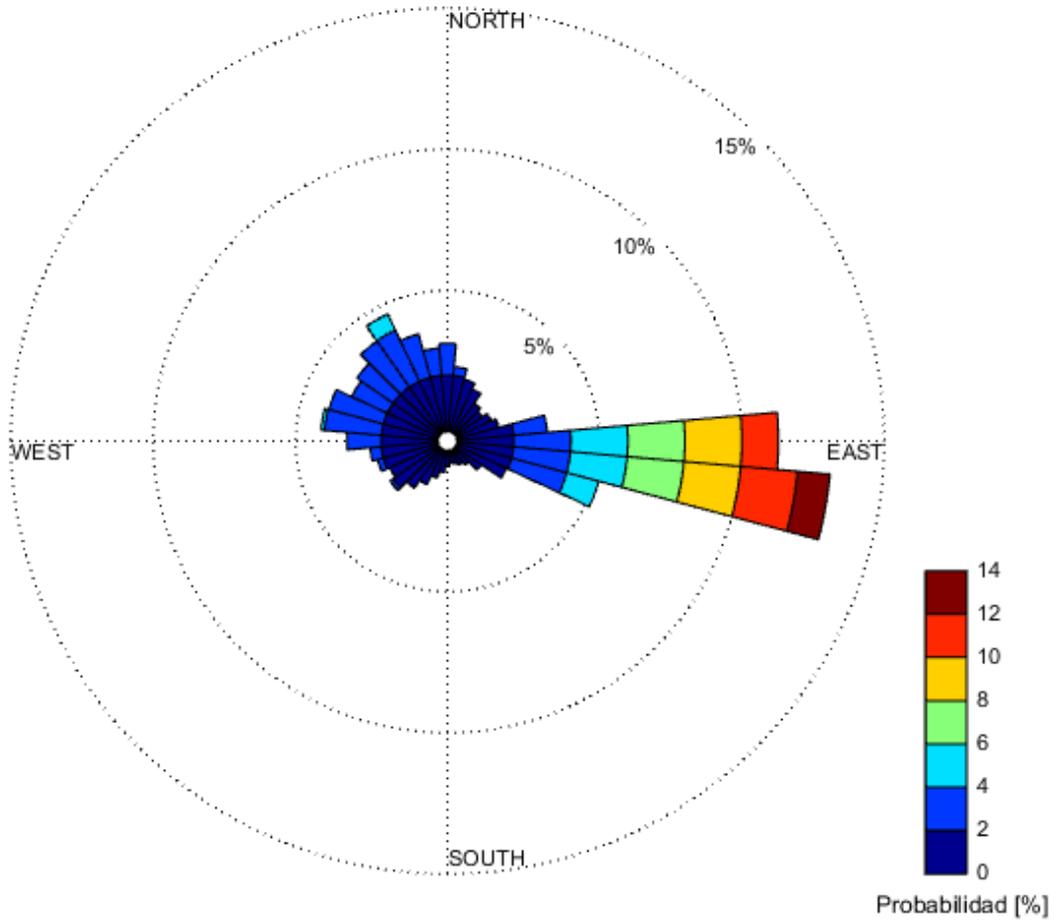


ILUSTRACIÓN 5.48. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 5

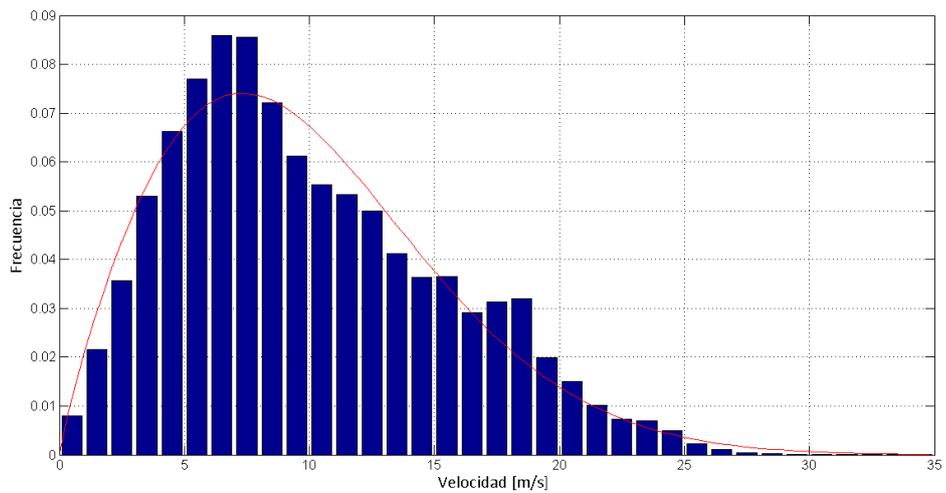
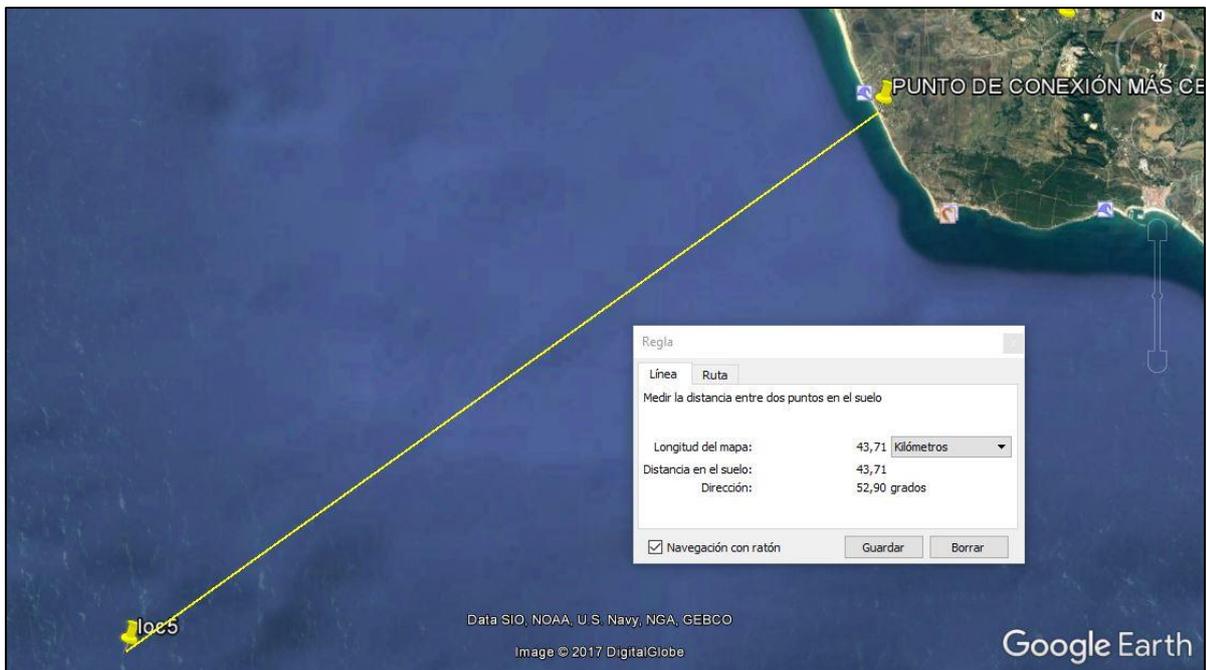


ILUSTRACIÓN 5.49. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 5



**TABLA 40. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 5. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.223,35	13,93	121.722,31	26,74	5,36
95%	2.073,35	23,60	204.587,79	44,95	9,00
90%	2.498,70	28,45	244.022,28	53,61	10,74
80%	3.018,20	34,36	288.471,92	63,37	12,69
70%	3.389,50	38,59	316.359,59	69,50	13,92
60%	3.738,55	42,56	339.069,83	74,49	14,92
50%	4.115,20	46,85	359.762,84	79,04	15,83
40%	4.551,90	51,82	379.326,80	83,33	16,69
30%	5.120,75	58,30	399.075,76	87,67	17,56
20%	5.901,10	67,18	418.357,13	91,91	18,41
10%	8.610,15	98,02	453.748,68	99,68	19,96
0%	8.765,15	99,79	455.174,18	100,00	20,03


**ILUSTRACIÓN 5.50. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 5 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**


Localización 6

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 50.400 m

Media de velocidad de viento=9,86 m/s

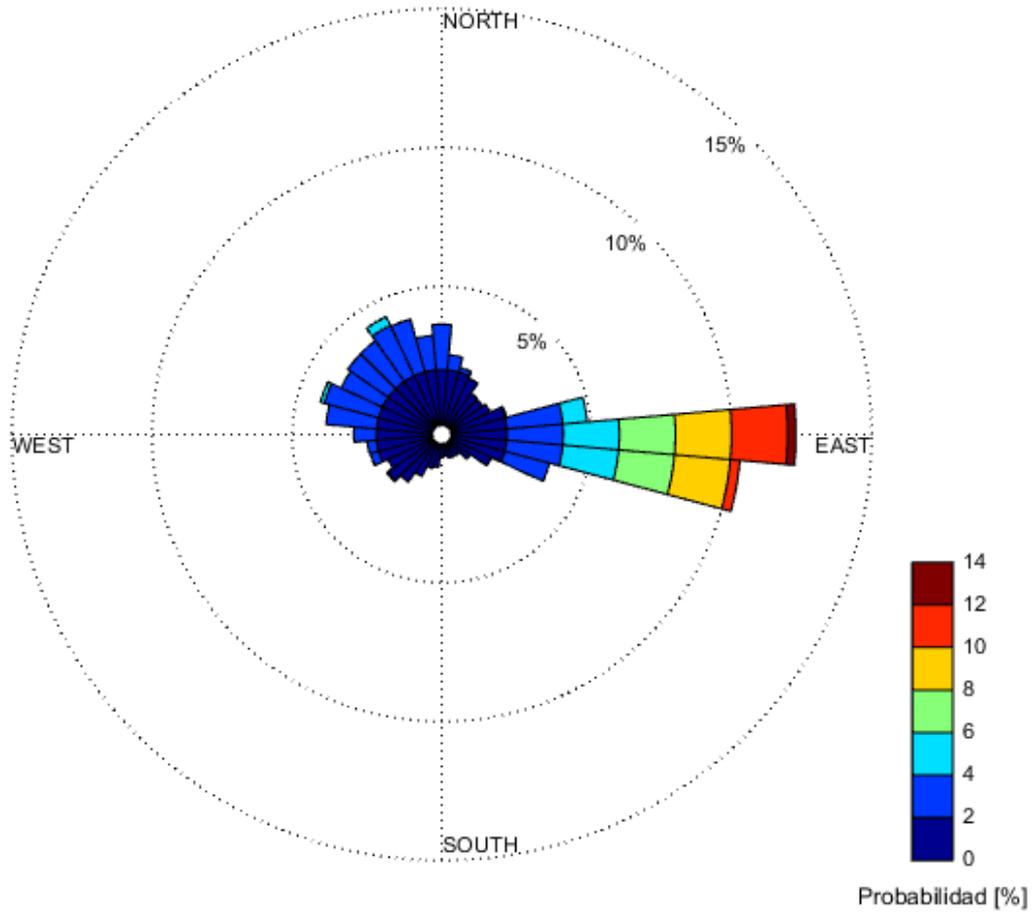


ILUSTRACIÓN 5.51. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 6

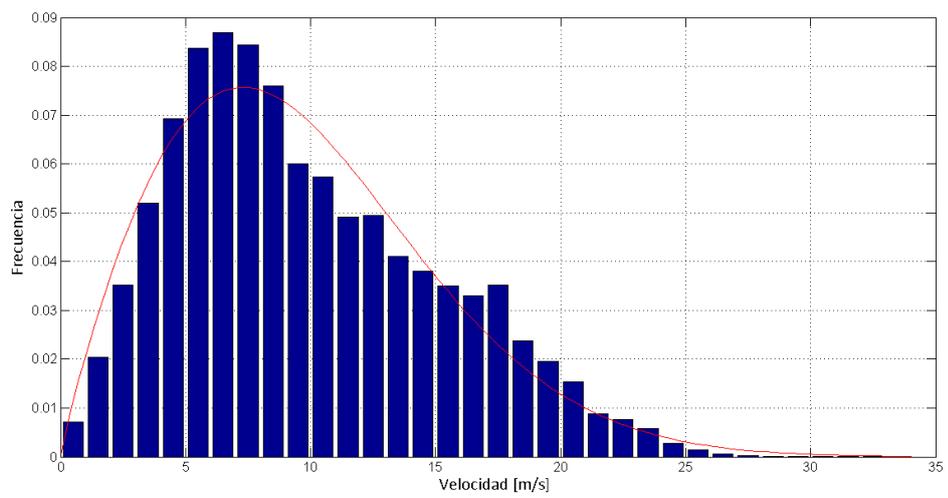
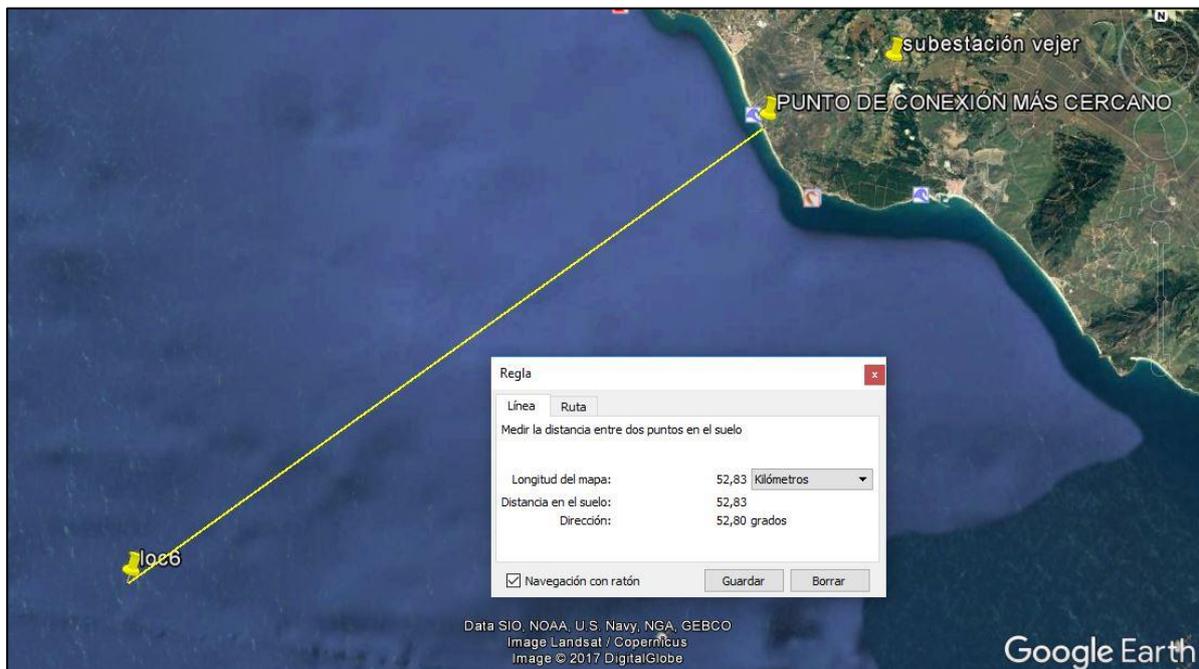


ILUSTRACIÓN 5.52. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 6



**TABLA 41. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 6. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.143,60	13,02	113.765,44	25,38	5,01
95%	2.022,35	23,02	199.430,68	44,50	8,77
90%	2.438,30	27,76	237.985,15	53,10	10,47
80%	2.929,45	33,35	280.026,72	62,48	12,32
70%	3.299,95	37,57	307.863,98	68,69	13,55
60%	3.653,10	41,59	330.842,23	73,82	14,56
50%	4.024,25	45,81	351.205,06	78,36	15,45
40%	4.473,90	50,93	371.361,62	82,86	16,34
30%	5.038,75	57,36	390.980,66	87,24	17,20
20%	5.810,70	66,15	410.105,76	91,51	18,04
10%	8.607,85	97,99	446.715,55	99,67	19,66
0%	8.765,15	99,79	448.160,92	100,00	19,72


**ILUSTRACIÓN 5.53. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 6 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**


Localización 7

Distancia media a la subestación en tierra desde el punto de conexión: 59.500 m

Media de velocidad de viento= 9,71 m/s

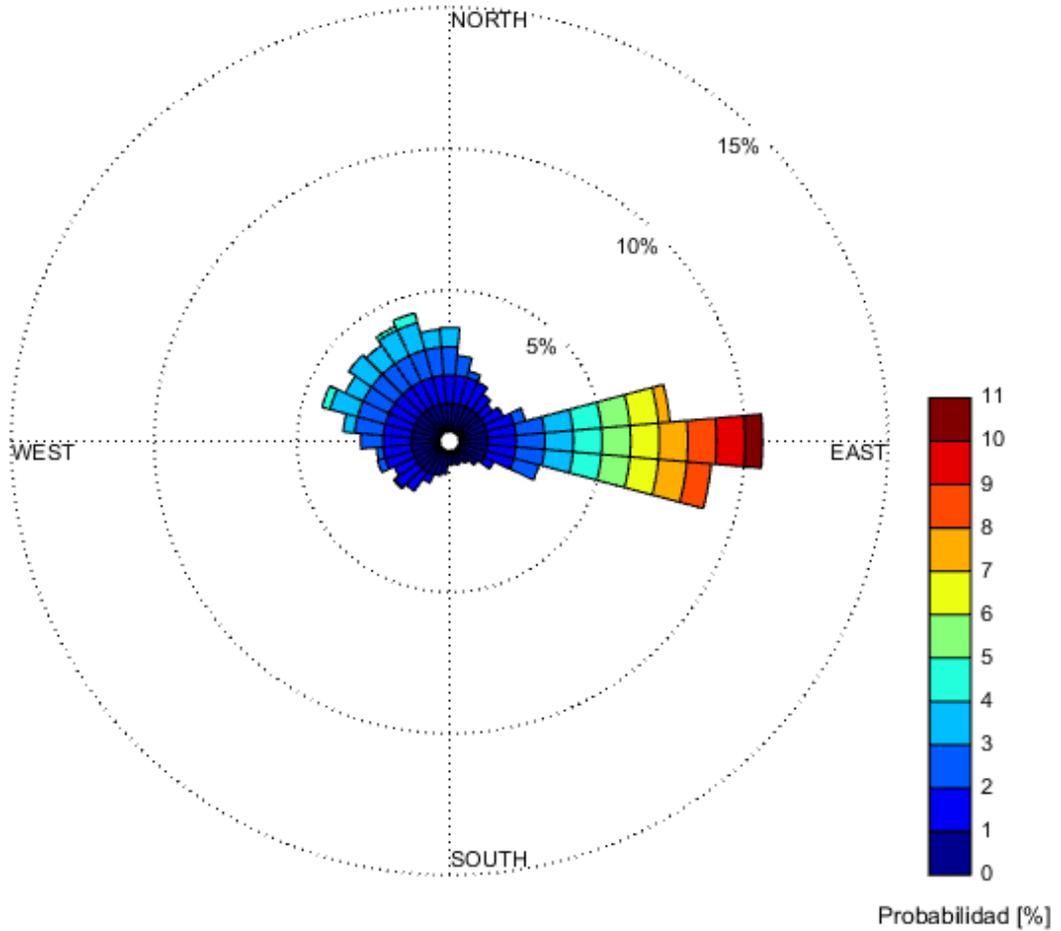


ILUSTRACIÓN 5.54. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 7

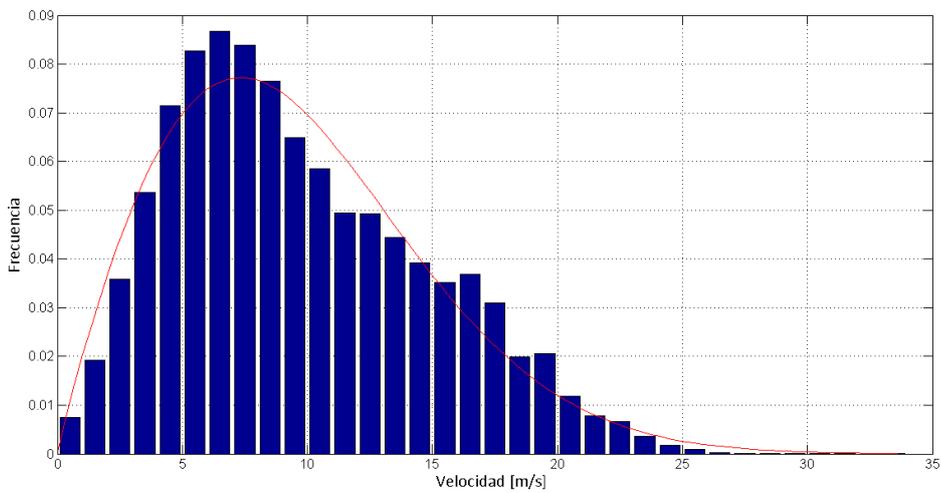
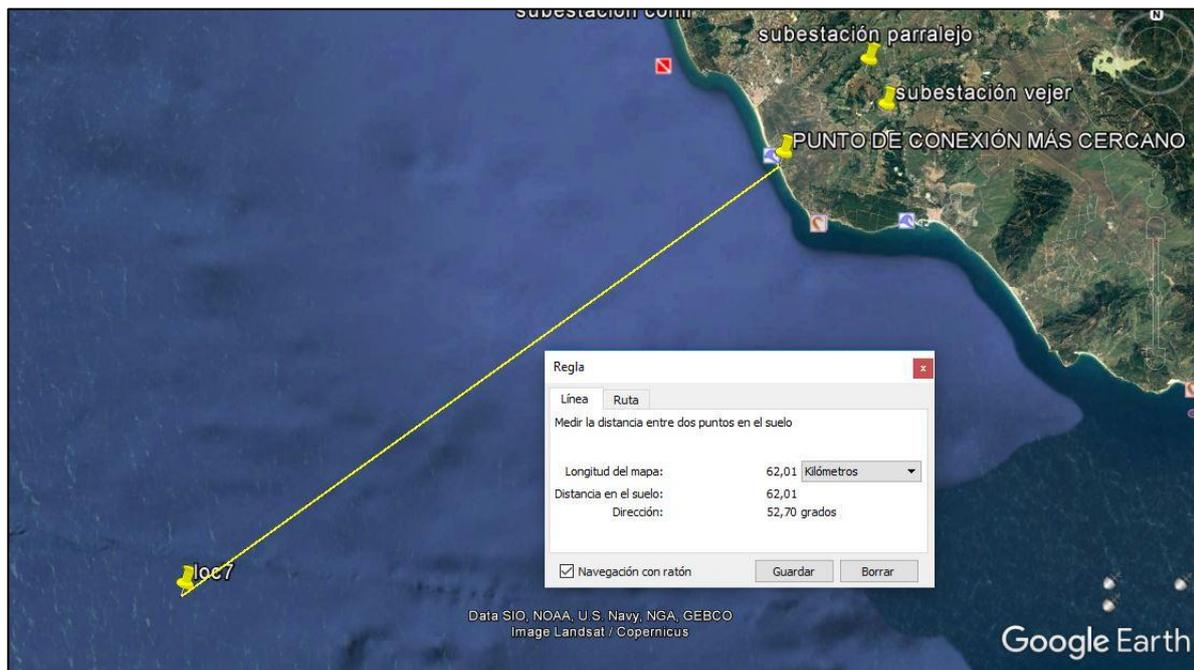


ILUSTRACIÓN 5.55. DISTRIBUCIÓN DE VIENTOS DE LA LOCALIZACIÓN 7



**TABLA 42. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 7. EP**

Porcentaje de potencia	Promedio Nº horas por encima	% horas	MWh por encima	% MWh	Millones €
99%	1.013,55	11,54	100.811,12	22,67	4,44
95%	1.939,25	22,08	191.054,09	42,96	8,41
90%	2.401,40	27,34	233.927,63	52,60	10,29
80%	2.910,50	33,13	277.460,56	62,39	12,21
70%	3.265,30	37,17	304.109,63	68,38	13,38
60%	3.626,95	41,29	327.647,36	73,67	14,42
50%	4.005,60	45,60	348.437,75	78,35	15,33
40%	4.458,30	50,75	368.745,53	82,91	16,22
30%	5.002,65	56,95	387.671,06	87,17	17,06
20%	5.734,45	65,28	405.693,70	91,22	17,85
10%	8.601,75	97,93	443.225,61	99,66	19,50
0%	8.765,15	99,79	444.728,04	100,00	19,57


**ILUSTRACIÓN 5.56. REPRESENTACIÓN DE LA CONEXIÓN ENTRE LA LOCALIZACIÓN 7 Y EL PUNTO MÁS CERCANO EN TIERRA. EP**

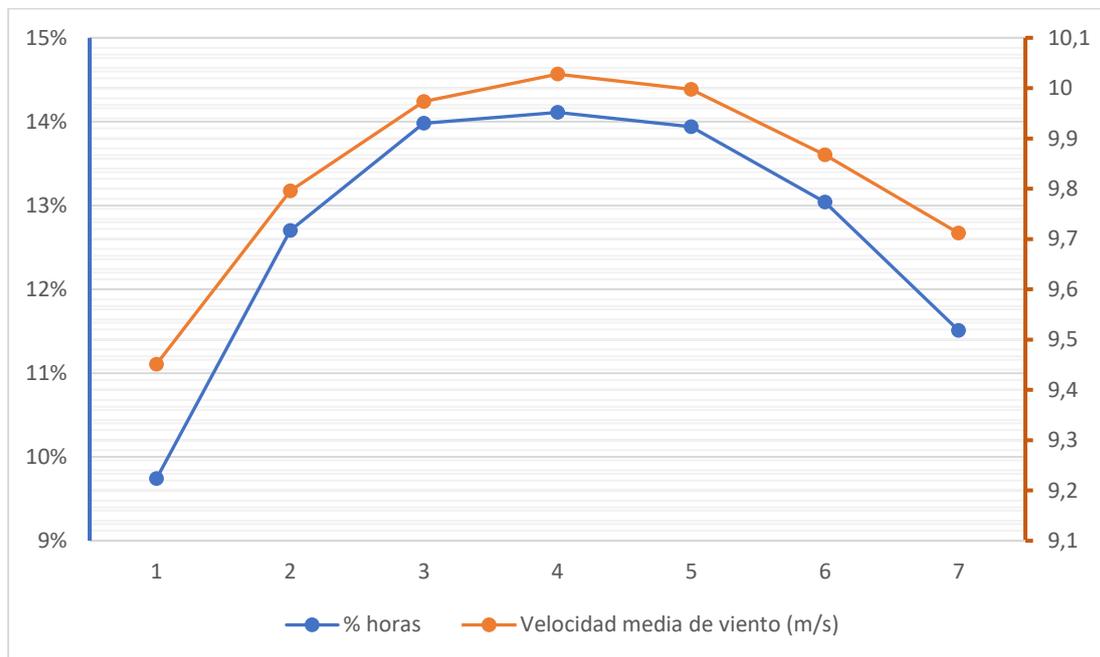



### 5.5.3 Optimización económica en función de la producción y del dimensionamiento para la ubicación definitiva

En la tabla 43, se recogen los datos más significativos de los siete casos en estudio. Para ello, se cifra la producción total anual y se concreta el caso para el 99% de potencia. Además, tanto en la tabla como en la ilustración 5.57, se comparan los datos del porcentaje de horas superior al 99%, con la velocidad media del viento. Se puede observar que ambos parámetros tienen una relación significativa.

**TABLA 43. RESULTADOS DE PRODUCCIÓN Y VELOCIDAD DE VIENTO. EP**

Nodo	Producción anual total (MWh)	Porcentaje de potencia 99%			Velocidad media de viento (m/s)
		% horas	% MWh	Millones €	
Localización 1	437.817,28	9,74	19,43	3,74	9,45
Localización 2	448.391,43	12,7	24,76	4,89	9,79
Localización 3	455.228,81	13,98	26,85	5,38	9,97
Localización 4	457.888,01	14,25	27,21	5,48	10,03
Localización 5	455.174,18	13,93	26,74	5,36	9,99
Localización 6	448.160,92	13,02	25,38	5,01	9,87
Localización 7	444.728,04	11,54	22,67	4,44	9,71



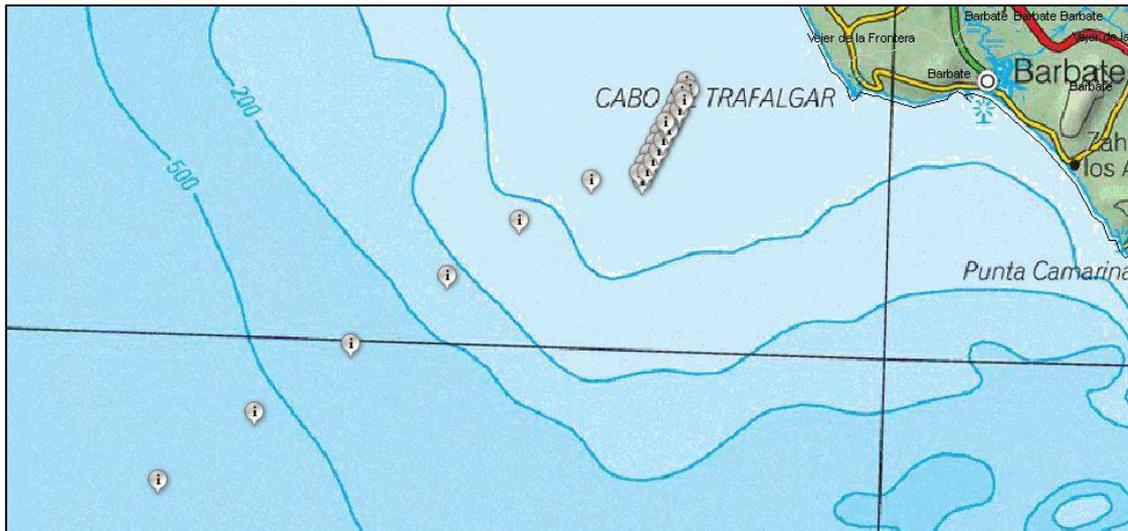
**ILUSTRACIÓN 5.57. GRÁFICO COMPARATIVO DE LOS SIETE NODOS. EP**



Como se aprecia en los resultados de producción, a partir de la Localización 4, la velocidad del viento decrece, y con ella la energía generada. Por esto, se descartan las tres ubicaciones siguientes más lejanas a la costa. Además, es en este punto, donde se van a tener en cuenta otros factores como la profundidad de la zona y la distancia a la costa. Desde la Localización 3 en adelante, los datos de la batimetría aumentan de manera considerable, por lo que se complicaría la instalación a partir de este punto. Aun así, como estudio teórico, se va a incluir la cuarta localización en el análisis de los datos.

**TABLA 44. CARACTERÍSTICAS DE CADA UBICACIÓN. EP**

Nodo	Distancia media a costa (m)	Profundidad media (m) <sup>10</sup>
Localización 1	11400	-27
Localización 2	19000	-29
Localización 3	25300	-32
Localización 4	32300	-99
Localización 5	41300	-289
Localización 6	50400	-492
Localización 7	59500	-573



**ILUSTRACIÓN 5.58. REPRESENTACIÓN DE LA BATIMETRÍA EN EL MAPA DEL IDAE**

<sup>10</sup> Fuente de datos: *Google Earth*





### Resultado del dimensionamiento eléctrico para cada ubicación

A continuación, se realizan los cálculos del dimensionamiento eléctrico para las cuatro primeras localizaciones, de la misma manera que se calcularon para en el apartado 5.4.5, obteniéndose los siguientes resultados para el criterio de intensidad máxima admisible:

**TABLA 45. RESULTADOS PARA LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE. EP**

Nodo	Sección del cable (mm <sup>2</sup> )	longitud de línea (m)	Zc (Ω)	Ic (A)	% Ic (A)	I total (A)	I admisible (A)	I corregida (A)
Localización 1	185	11400	1214,00	15,69	3,61%	453,09	435	572,50
Localización 2	185	19000	728,40	26,16	6,01%	463,56	435	572,50
Localización 3	185	25300	547,02	34,83	8,01%	472,23	435	572,50
Localización 4	185	32300	428,47	44,77	10,17%	481,85	435	572,50
Localización 4	240	32300	379,03	50,27	10,07%	487,67	499	656,73
Localización 4	300	32300	364,99	52,20	9,42%	489,60	554	729,12

Como se observa en la tabla anterior, todas las localizaciones se encuentran dentro de la intensidad admisible una vez se han aplicado los factores de corrección. Por otro lado, las tres primeras localizaciones cumplirían el requisito de tener una Intensidad capacitiva menor del 10% de la nominal para un conductor de 185 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, en la última localización, sería necesario ampliar la sección hasta 300 mm<sup>2</sup> para respetar la condición.

En cuanto al criterio de caída máxima de tensión, se recuerda que debe ser menor del 5% y se presentan en la siguiente tabla los resultados obtenidos:

**TABLA 46. RESULTADOS PARA LA CAÍDA MÁXIMA DE TENSIÓN. EP**

Nodo	Sección del cable (mm <sup>2</sup> )	I admisible (A)	longitud de línea (m)	Resistencia del conductor	Δv (%)
Localización 1	185	435	11400	1,26	2,88%
Localización 2	185	435	19000	2,10	4,80%
Localización 3	185	435	25300	2,79	6,40%
Localización 3	240	499	25300	2,15	4,93%
Localización 4	240	499	32300	2,68	6,14%
Localización 4	300	554	32300	2,14	4,91%

En este caso, se presentan mayores dificultades para el cumplimiento por lo que las secciones tienen que aumentar necesariamente para no superar el límite establecido. Los dos primeros casos cumplen la condición con la sección de 185 mm<sup>2</sup>, el tercero necesitaría 240 mm<sup>2</sup> y la última, llegaría a los 300 mm<sup>2</sup>. En resumen, las configuraciones para los diferentes emplazamientos quedarían de la siguiente manera:



**TABLA 47. RESULTADOS DE LAS CONFIGURACIONES. EP**

Nodo	Sección del cable (mm <sup>2</sup> )	I admisible (A)	longitud de línea (m)	% I <sub>c</sub> (A)	Δv (%)	I total (A)	I corregida (A)
Localización 1	185	435	11400	3,61%	2,88%	453,09	572,50
Localización 2	185	435	19000	6,01%	4,80%	463,56	572,50
Localización 3	240	499	25300	8,01%	4,93%	472,23	656,73
Localización 4	300	554	32300	9,42%	4,91%	489,60	729,12

### Comparativa de producción y pérdidas asociadas a cada emplazamiento

Desde el punto de vista de la generación, en la tabla 38 se muestran los resultados anuales en MWh y en euros, haciendo una comparativa con la primera localización, que servirá de referencia por ser la más cercana a la costa y la de menor producción.

**TABLA 48. COMPARACIÓN DE LAS PRODUCCIONES DE LAS LOCALIZACIONES. EP**

Nodo	Producción anual (MWh)	Diferencia respecto a Loc 1 %	Diferencia respecto a Loc 1 (MWh)	Ingresos anuales estimados	Diferencia respecto a Loc 1 (€)
Localización 1	437.817,28	---	---	19.263.960 €	---
Localización 2	448.391,43	2,42%	10.574	19.729.223 €	465.263 €
Localización 3	455.228,81	3,98%	17.412	20.030.068 €	766.107 €
Localización 4	457.888,01	4,58%	20.071	20.147.072 €	883.112 €

En relación con las pérdidas, se calcula la energía total que se pierde en cada caso dependiendo de las características resultantes para cada emplazamiento. Para ello, se supone además el escenario más extremo, cuando la intensidad es máxima y el parque está produciendo al 100%. Se muestran a continuación en las tablas 39 y 40, en MWh y en euros respectivamente.

**TABLA 49. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ESTIMADAS. EP**

Nodo	Producción anual inicial (MWh)	Pérdidas (%)	Pérdidas anuales (MWh)	Producción anual neta (MWh)
Localización 1	437.817,28	2,88%	12.618	425.199,76
Localización 2	448.391,43	4,80%	21.537	426.854,33
Localización 3	455.228,81	4,93%	22.443	432.785,49
Localización 4	457.888,01	4,91%	22.485	435.402,82

**TABLA 50. PÉRDIDAS ECONÓMICAS ESTIMADAS. EP**

Nodo	Beneficio anual inicial (MWh)	Pérdidas (%)	Pérdidas anuales (€)	Beneficio anual neto (€)
Localización 1	19.263.960 €	2,88%	555.171 €	18.708.789 €
Localización 2	19.729.223 €	4,80%	947.632 €	18.781.591 €
Localización 3	20.030.068 €	4,93%	987.506 €	19.042.562 €
Localización 4	20.147.072 €	4,91%	989.348 €	19.157.724 €





Tomando de nuevo como referencia la primera de las localizaciones, en la tabla 51 se muestra la comparativa en diferencia porcentual de producción después de descontar las pérdidas. Además, se traslada a euros, pudiéndose apreciar la diferencia de ingresos entre las cuatro ubicaciones.

**TABLA 51. COMPARATIVA CON LA PRIMERA LOCALIZACIÓN. EP**

Nodo	Producción anual neta (MWh)	Diferencia %	Diferencia de producción anual respecto a Loc 1 (MWh)	Ingresos anuales	Diferencia de producción anual respecto a Loc 1 (€)
Localización 1	425.199,76	---	---	18.708.789 €	---
Localización 2	426.854,33	0,39%	1.655	18.781.591 €	72.801 €
Localización 3	432.785,49	1,78%	7.586	19.042.562 €	333.772 €
Localización 4	435.402,82	2,40%	10.203	19.157.724 €	448.935 €

Por último, se realiza una aproximación económica de lo que supondría la instalación de un parque u otro según las anteriores características explicadas.

Estimar un precio para el coste del cableado y su instalación, no es tarea fácil. Cada uno de los parques o instalaciones marinas que han requerido este tipo de infraestructura se han estudiado individualmente obteniendo un precio diferente de todos los demás, por lo que no hay unas cifras veraces que tomar como base. Tanto es así, que hay publicaciones que ayudan a estimar un coste para el cable en este tipo de casos mediante métodos probabilísticos dependientes de diferentes variables según sea el caso [51].

En el presente estudio, se va a estimar que el precio para cualquiera de los tres cables es el mismo, ya que lo que más encarece el coste es su instalación, y ésta es igual para todos los supuestos. En un caso real, la sección mayor (300 mm<sup>2</sup>) implicaría un coste bastante superior al conductor de 180 mm<sup>2</sup>. Se fija un valor de 500.000€ por kilómetro de cable instalado inicialmente, más un 20% adicional por cada una de las demás ramas. Esto, supone un coste total de **800.000€ por kilómetro** de instalación completa de las cuatro ramas que componen el sistema de evacuación.

Se considera, además, que los parques tienen una vida útil de 20 años. Así, en la tabla 52, se compara entre las cuatro el ingreso total que se obtendría tras descontar anualmente el coste de la instalación del conductor que corresponda en cada caso, dependiendo de la distancia.

**TABLA 52. ESTIMACIÓN ECONÓMICA DE LOS RESULTADOS. EP**

Ingreso después de pérdidas por $\Delta V(\text{€})$	Precio unitario del cable (€/km)	Coste total del cable (€)	Coste anual del cable (€)	Ingreso neto anual (€)	Porcentaje del beneficio anual
18.708.789 €	800.000 €	9.120.000 €	456.000 €	18.252.789 €	2,44%
18.781.591 €	800.000 €	15.200.000 €	760.000 €	18.021.591 €	4,05%
19.042.562 €	800.000 €	20.240.000 €	1.012.000 €	18.030.562 €	5,31%
19.157.724 €	800.000 €	25.840.000 €	1.292.000 €	17.865.724 €	6,74%

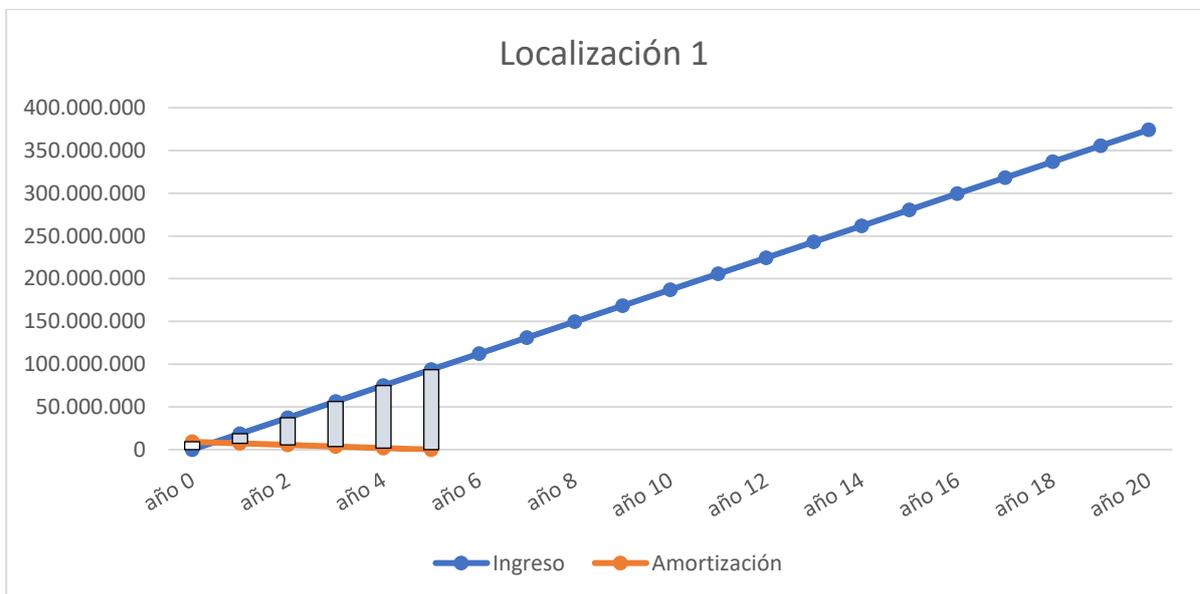


Tras descontar todas las pérdidas, la cantidad más alta se obtiene en la primera localización. Además de ser la que menos parte de los ingresos destinaría a este fin (2,44%). Mostrando los resultados de otra forma, para que compensase (según este criterio) hacer el parque en una localización que no sea la primera, el coste del cableado en cada caso debería ser inferior a la diferencia de ingresos que tienen respecto a ésta (última columna de la tabla 51). Es decir, la diferencia de coste entre el cableado de la localización 1 y 2, por ejemplo, debería ser inferior a 72.800 € anuales durante los 20 años que se calculan de vida útil. De este modo, se presentan los datos en la tabla 53.

**TABLA 53. RESULTADOS RESPECTO A LA LOCALIZACIÓN 1. EP**

Nodo	Ingreso después de pérdidas por $\Delta V$ (€)	Diferencia de ingreso anual respecto a Loc 1 (€)	Coste anual del cable (€)	Diferencia de coste anual respecto a Loc 1 (€)
Localización 1	18.708.789 €	---	456.000 €	---
Localización 2	18.781.591 €	72.801 €	760.000 €	304.000 €
Localización 3	19.042.562 €	333.772 €	1.012.000 €	556.000 €
Localización 4	19.157.724 €	448.935 €	1.292.000 €	836.000 €

Como se hace evidente, los costes finales de la instalación del cableado son muy superiores a la diferencia de ingresos que existe entre las diferentes ubicaciones. En las siguientes cuatro ilustraciones, se muestra el periodo de amortización y los ingresos durante los 20 años de vida útil que tiene la instalación suponiendo que cada año se destina un 10% de los ingresos a la amortización del sistema de evacuación.


**ILUSTRACIÓN 5.59. INGRESOS-AMORTIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA LOCALIZACIÓN 1. EP**

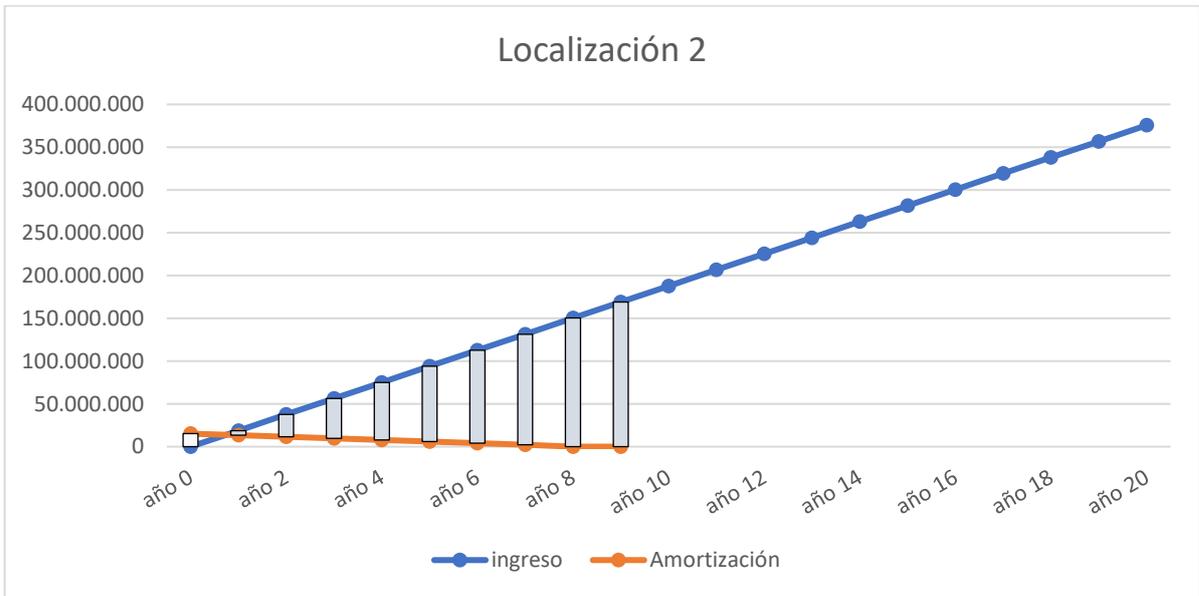



ILUSTRACIÓN 5.60. INGRESOS-AMORTIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA LOCALIZACIÓN 2. EP

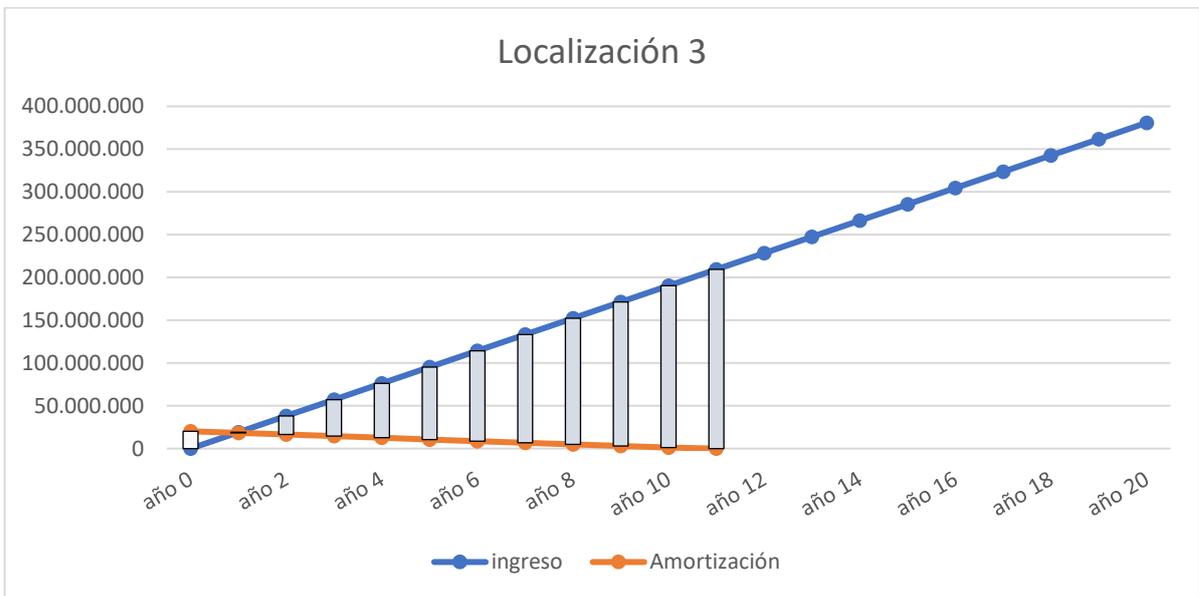


ILUSTRACIÓN 5.61. INGRESOS-AMORTIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA LOCALIZACIÓN 3. EP



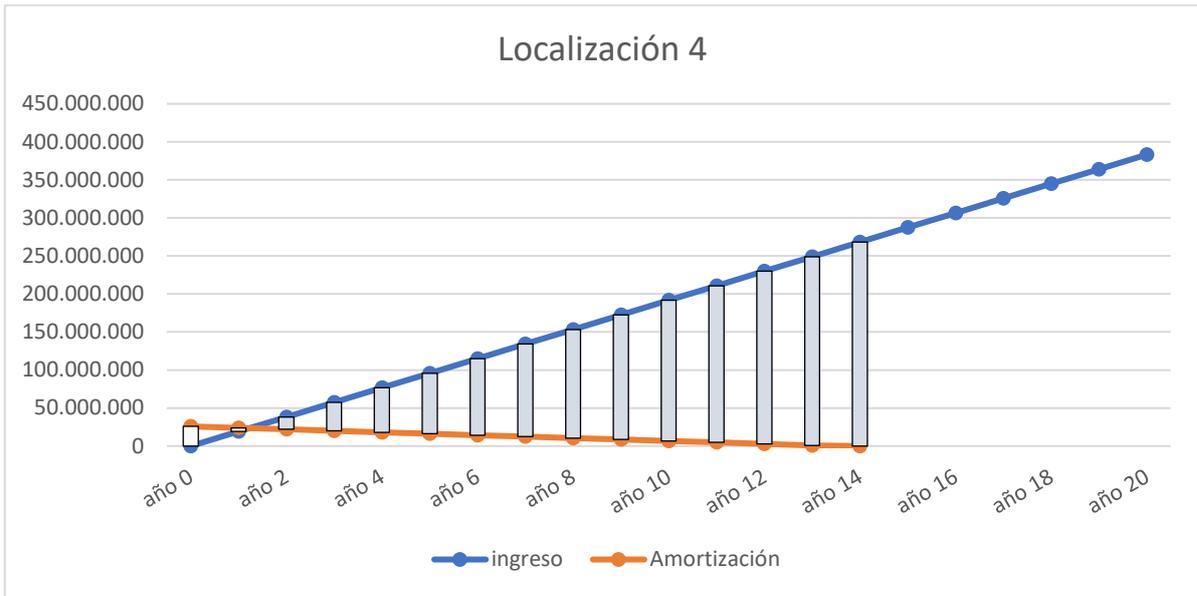


ILUSTRACIÓN 5.62. INGRESOS-AMORTIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA LOCALIZACIÓN 4. EP

Resumiendo en una tabla lo anterior, el resultado del coste-amortización del sistema de evacuación para cada caso, sería el siguiente, con un 10% de los ingresos anuales dedicados a este fin.

TABLA 54. RESULTADOS DE LA AMORTIZACIÓN. EP

Nodo	Amortización anual del 10% (€)	Periodo de amortización	Ingreso neto durante el periodo de amortización (€)	Ingreso neto estimado en toda su vida útil
Localización 1	1.870.879 €	4 años y 10 meses	16.837.910 €	365.055.780 €
Localización 2	1.878.159 €	8 años y 1 mes	16.903.432 €	360.431.820 €
Localización 3	1.904.256 €	10 años y 7 meses	17.138.306 €	360.611.240 €
Localización 4	1.915.772 €	13 años y 6 meses	17.241.952 €	357.314.480 €

Queda por tanto patente, después de contabilizar las pérdidas debidas al conductor y el coste del mismo, que el emplazamiento que mejores resultados obtiene es el ubicado en la **Localización 1**, cuyos ingresos netos anuales superan los **18,25 millones de euros** de media. Que no compensaría alejarse más de la costa a no ser que los costes unitarios por kilómetro disminuyesen hasta aproximadamente la mitad de los supuestos en este trabajo. Todo esto, considerando el mismo precio de instalación sin tener en cuenta las distancias de desplazamiento y sin hacer distinción entre las secciones de cable. De no ser así, las desigualdades serían aún mayores ya que no existe gran diferencia en los ingresos por producción entre las cuatro localizaciones.



## 6-Conclusiones

Una vez analizados todos los resultados obtenidos, las principales conclusiones de este trabajo se pueden sintetizar en los siguientes apartados:

### 6.1 Localización

Dentro de las zonas que no están expresamente prohibidas por ley de la península ibérica, se dan, básicamente, tres casos distintos:

- 1- Recurso eólico escaso
- 2- Demasiada profundidad
- 3- Todos los factores favorables

Los dos primeros abarcan casi la totalidad de las costas de la península a excepción de la Costa de Trafalgar. Por lo tanto, es el único emplazamiento apto para llevar a cabo un proyecto de estas características y el elegido en el caso de este trabajo.

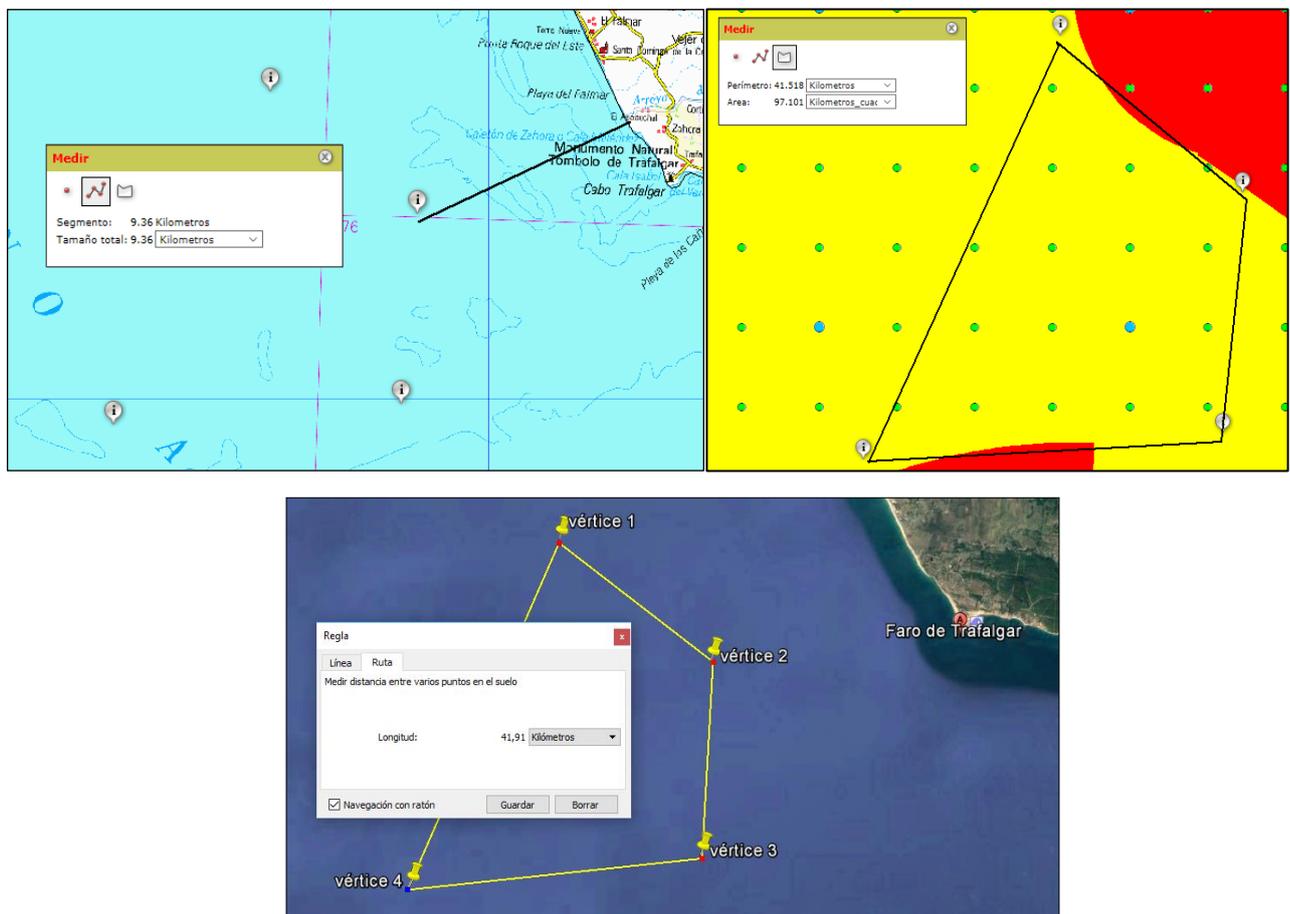


ILUSTRACIÓN 6.1. UBICACIÓN ESCOGIDA [41]



## 6.2 Diseño del parque:

### 6.2.1-Geometría del parque

En líneas generales, los modelos testados obtienen un comportamiento mejor o peor para cada tipo de viento. Por ejemplo, para vientos muy distribuidos, el denominado Diseño 6, circular tresbolillo, presenta el mayor rendimiento. Por el contrario, si lo que se busca son los más productivos para un viento muy direccional, se debería apostar por los diseños cuadrados. Siempre teniendo claro que estas pruebas se han llevado a cabo de manera teórica mediante simulación informática. Cada caso concreto deberá ser objeto de estudio independiente. En el caso que nos ocupa, el modelo con mayor rendimiento ha sido el cuadrado al tresbolillo, distribuido en dos filas de 10 turbinas cada una.



ILUSTRACIÓN 6.2. REPRESENTACIÓN DEL PARQUE EN SU UBICACIÓN VISTO DESDE GOOGLE EARTH. EP





### 6.2.2-Disposición de los aerogeneradores unos respecto a otros

Una vez escogida la mejor geometría, se necesita poner límites a las distancias entre ellos, de manera que se optimicen los datos de producción sin excederse en costes por los kilómetros de cableado debido a las distancias entre máquinas.

Una vez más, cada caso debe ser estudiado de forma independiente, pero se pueden destacar las siguientes conclusiones:

- Las distancias teóricas ideales para los modelos cuadrados son 4 diámetros entre filas y 7 entre columnas de la misma fila.
- Para los diseños circulares, la distancia entre filas debe ser mínimo de 7 diámetros, el ángulo entre las turbinas de la misma fila deberá ser mayor de 10 grados y el radio de los círculos concéntricos deberá ser mayor de 30 diámetros, siendo óptimo en los 40 (ver ilustración 4.21).
- Hay que tener muy presente el ángulo de dirección predominante del viento para poder direccionar el parque de manera correcta. A medida que se aumentan las distancias, el ángulo entre turbinas varía, por lo que se puede dar el caso de estar aumentando las distancias y, aun así, estar perdiendo producción.

### 6.3 CP vs BEM

El método de la curva de potencia da una idea estimatoria de los datos de producción que se pueden obtener en cada momento pero, como se explica en el apartado 4.6.3 aplicación de las teorías, simplifica mucho las hipótesis de cálculo. Tanto que se obtiene como resultado una diferencia por exceso del 3,32% respecto al cálculo con BEM. Este porcentaje puede parecer pequeño, pero traducido a euros (44€/MWh) son más de 660.000 anuales. Por el contrario, el método BEM, tiene en cuenta factores que hacen la estimación más precisa como la aceleración, los tiempos de reacción etc. Con la ayuda de la herramienta informática de Matlab, se han simulado de manera simplificada los casos para todas las posiciones que se han tenido en cuenta y, una vez elegida la final, se ha procedido a hallar los resultados para los 20 años. Se ha recurrido a la simplificación mediante curvas de probabilidad debido a la gran carga de datos que tenían que procesarse. Cada 0,5 m/s, desde 5 hasta 25 m/s, se genera una serie de 25 curvas de viento turbulento para después, con la media de éstas, crear unas curvas de probabilidad. Después, para cada dato horario de velocidad, se origina una variable aleatoria que, al introducirla en su curva correspondiente, devuelve el resultado de producción oportuno.



## 6.4 Dimensionamiento eléctrico

En este apartado se pueden destacar dos conclusiones principales para este parque concreto:

- No se puede hacer un dimensionamiento parcial del parque, como se planteó en un primer momento, ya que en tan sólo el 9,74% de las horas en las que los aerogeneradores funcionan a pleno rendimiento, se produce casi el 20% del total.
- No es necesario construir una subestación offshore. Esto es posible gracias a que la distancia no es muy elevada (menos de 12 km) y, por lo tanto, no se genera potencia reactiva como para no permitir el paso de la energía.

En la siguiente tabla se resumen las características más importantes de la línea final propuesta:

**TABLA 55. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA. EP**

Línea de evacuación de MT	
Longitud media	11400 m
Nº de venas	4
Potencia por vena	25 MW
Sección del conductor	185 mm <sup>2</sup>
Tipo de corriente	HVAC
Frecuencia	50 Hz
Tensión	33000 V
Material	Cobre
Aislamiento	XLPE
Imax fabricante	435 A
Imax corregida	572,5 A
Pérdidas	2,88%

## 6.5 Comparativa con otras ubicaciones cercanas

En el caso que aquí se trata, la diferencia en el recurso, va en aumento desde la Localización 1 hasta la 4 y luego disminuye de nuevo. La diferencia de producción entre la mayor y la menor antes de pérdidas, es del 4,58%, mientras que los costes en cableado hacen que la Localización 1 supere a la 4 en un 2,12%. Se resumen los resultados de la diferencia entre ambas en la siguiente tabla.

**TABLA 56. DIFERENCIA DE PARÁMETROS ENTRE LOC. 4 Y 1. EP**

Parámetro	Diferencia (Loc4-Loc1)
Media de velocidad de viento	+6,14%
Ingresos brutos	+4,58%
Ingresos después de pérdidas	+2,40%
Ingresos tras descontar el coste del cable	-2,16%

De este modo, se escoge la Localización 1 como definitiva por proporcionar el máximo beneficio al menor coste ya que, como se observa en la tabla, después de descontar los costes de la instalación eléctrica, supera en más de un 2% a la que parecía, a priori, la opción que mejores resultados podía ofrecer.





Suponiendo una amortización del cable igual al 10% de los beneficios obtenidos en el año, en el caso de la Localización 1 el periodo sería de 4 años y 10 meses, en contraposición con los 13 años y medio de la Localización número 4. Como se aprecia en la siguiente ilustración, la diferencia de ingresos totales es mínima. En cambio, hay una diferencia muy grande en la inversión que hay que realizar.

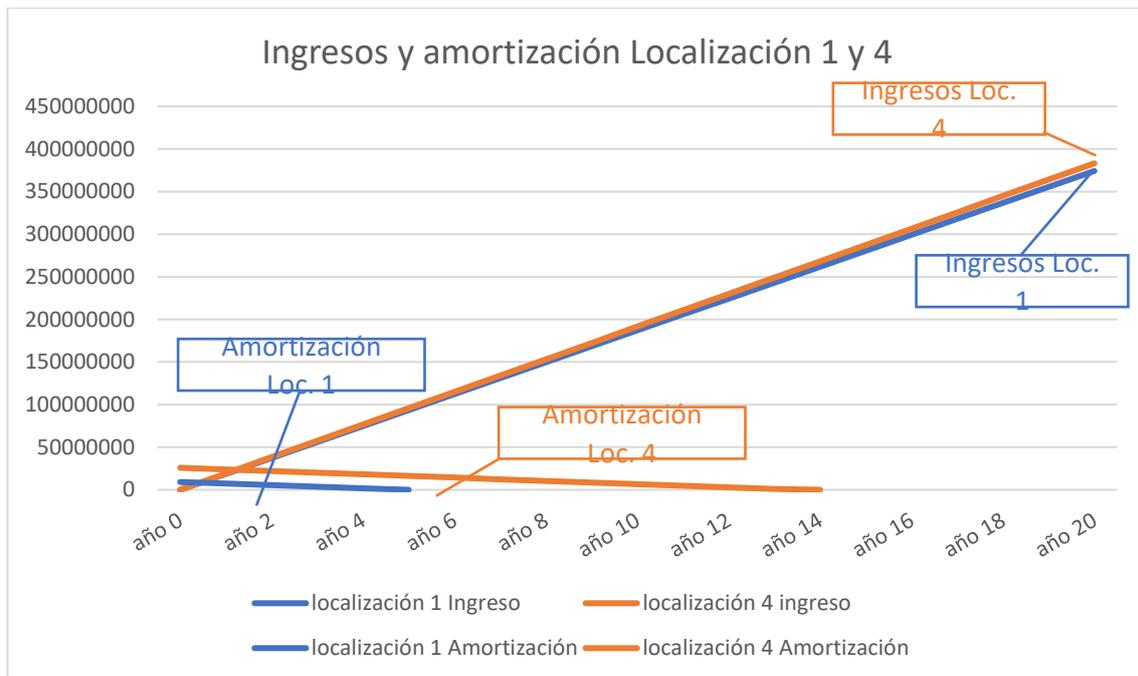


ILUSTRACIÓN 6.3. GRÁFICA COMPARATIVA DE INGRESOS Y GASTOS ENTRE DOS LOCALIZACIONES. EP

## 6.6 Resumen de resultados

Como finalización de este estudio, se resumen en forma de tabla los aspectos globales de producción e ingresos principales del parque resultante.

**TABLA 57. RESUMEN DE RESULTADOS. EP**

Parámetro	Cantidad
Producción total anual	437.817 MWh
Pérdidas anuales	12. 618 MWh
Ingresos anuales	18.708.789 €
Costes de amortización totales	9.120.000 €
Costes de amortización anuales	1.870.879 €
Ingresos anuales durante el periodo de amortización	16.837.910 €
Ingresos total vida útil	365.055.780 €



## 7-Bibliografía

- [1] World Wildlife Fund, «PLANETA VIVO,» 2016.
- [2] BBC Mundo, «Estados Unidos: por qué las grandes compañías petroleras, como ExxonMobil y Shell, no apoyan la salida del Acuerdo de París contra el cambio climático anunciada por Donald Trump,» BBC, 2 junio 2017.
- [3] R. Roca, «Las renovables ‘pinchan’ en 2016: las inversiones en energías limpias caen un 18% en todo el mundo,» El periódico de la energía, 13 1 2017.
- [4] energías-renovables, «Canarias quiere liderar el desarrollo de la eólica marina en España,» [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com), 15 agosto 2017.
- [5] A. C. F. Chacón, «Portugal adelanta a España en la producción de energía eólica marina usando nuestra propia tecnología,» abc, 6 febrero 2017.
- [6] Global Wind Energy Council, «Global wind Report. Annual market update,» 2015.
- [7] The shift project, «The shift project data portal. Browse Energy and Climate data,» [En línea]. Available: <http://www.tsp-data-portal.org/>.
- [8] Enerdata, «Enerdata. Global Energy Statistical Yearbook 2016,» 2016. [En línea].
- [9] International Energy Agency, «Key Renewables Trends 2016,» 2016.
- [10] Unión Europea, «europa.eu,» [En línea]. Available: [https://europa.eu/european-union/topics/energy\\_es](https://europa.eu/european-union/topics/energy_es).
- [11] «worldenergy,» World Energy Council, [En línea]. Available: [www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org). [Último acceso: diciembre 2016].
- [12] IRENA. International Renewable Energy Agency., «Estadísticas de capacidad renovable 2016,» 2016.
- [13] offshoreenergy.dk, «offshoreenergy.dk,» [En línea]. Available: [www.offshoreenergy.dk](http://www.offshoreenergy.dk).
- [14] Danish Wind Industry Association (DWIA), «windpower,» [En línea]. Available: web site: [www.windpower.org](http://www.windpower.org). [Último acceso: 2016].
- [15] Ernst & Young. European Wind Energy Association (EWEA), «Offshore Wind in Europe: Walking the Tightrope to Success,» 2015.
- [16] 4coffshore, «4coffshore,» [En línea]. Available: [www.4coffshore.com](http://www.4coffshore.com). [Último acceso: 2017].
- [17] Fundación Eólica Marina, «alpha-ventus,» [En línea]. Available: <https://www.alpha-ventus.de/ueberblick/>.
- [18] Lindo Offshore Renewables Center, «lorc,» [En línea]. Available: [www.lorc.dk](http://www.lorc.dk). [Último acceso: 2017].
- [19] c-power, «c-power,» [En línea]. Available: <http://www.c-power.be/index.php/media/photos-c-power?id=100>.
- [20] Vattenfall, «Ormonde Offshore Wind Farm,» 2012.





- [21] expo21xx, «expo21xx Online exhibitions. Wind Energy,» [En línea]. Available: [http://www.expo21xx.com/wind-energy/19477\\_st3\\_offshore-wind-turbine/default.htm](http://www.expo21xx.com/wind-energy/19477_st3_offshore-wind-turbine/default.htm). [Último acceso: 2017].
- [22] European Subsea Cables Association, «European Subsea Cables Association,» [En línea]. Available: <http://www.escaeu.org/articles/submarine-power-cables/>. [Último acceso: 2017].
- [23] ingenieria en la red, «ingenieriaenlared.wordpress.com,» [En línea]. Available: <https://ingenieriaenlared.wordpress.com>.
- [24] Facultad de ingeniería. Universidad de la república de Uruguay., «<https://www.fing.edu.uy/>,» [En línea]. Available: [https://www.fing.edu.uy/imfia/rige/cur\\_pas/material/Cuba/Cap4.pdf](https://www.fing.edu.uy/imfia/rige/cur_pas/material/Cuba/Cap4.pdf). [Último acceso: 04 2017].
- [25] M. Brugnoni, «Evolución tecnológica de los aerogeneradores,» Revista Ingeniería Eléctrica. <http://www.editores-srl.com.ar>, 2013.
- [26] F. B. Guillén, «Development of a design tool for offshore wind farm layout optimization,» 2010.
- [27] K. R. a. A. O. N. Moskalenko, «Study of wake effects for offshore wind farm planning,» 2010.
- [28] M. Y. H. A. R. Rabia Shakoora, «Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen's model,» ResearchGate, 2016.
- [29] N. Jensen, «A note on wind generator interaction,» 1983.
- [30] F. González-Longatt, P. P. Wall y V. Terzija, «Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior,» Renewable Energy, vol. 39, 2012.
- [31] Reve, «La separación óptima entre aerogeneradores,» Reve. Revista eólica y del vehículo eléctrico., 2011.
- [32] A. M. R. Tagua, «Estudio de la Influencia del Microemplazamiento sobre el rendimiento de las plantas eólicas,» 2011.
- [33] O. A. M. Alejandro, «Diseño de una Central de Generación Eólica de 20 MW,» 2010.
- [34] L. A. Monteagudo, «Distancias entre aerogeneradores,» Ideas medioambientales, 2015.
- [35] B. P. Díaz, «Estrategia de optimización del layout Parques eólicos offshore,» 2012.
- [36] F. X. S. Cano, «Aerodinámica de aerogeneradores de eje horizontal,» 2013.
- [37] M. O. Hansen, Aerodynamics of wind turbines, Earthscan, 2008.
- [38] Fundación Sotavento Galicia, «Parque eólico experimental Sotavento,» [En línea]. Available: <http://www.sotaventogalicia.com/>. [Último acceso: 2017].
- [39] Ministerio de Medio Ambiente e Industria, «Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos,» 2009.
- [40] Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE), «Análisis del recurso. Atlas eólico de España,» 2011.



- [41] Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, «atlaseolico.idae,» [En línea]. Available: <http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>.
- [42] I.H. Cantabria, «<http://www.ihcantabria.com/es/software/item/719-ihdata>,» [En línea].
- [43] Colorado State University, «<http://projects-web.engr.colostate.edu>,» [En línea]. Available: [http://projects-web.engr.colostate.edu/ALP/ALP\\_96\\_Joes.html](http://projects-web.engr.colostate.edu/ALP/ALP_96_Joes.html).
- [44] S. B. W. M. G. S. J. Jonkman, «Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development,» 2009.
- [45] Offshore Wind, «offshorewind,» [En línea]. Available: <http://www.offshorewind.biz>. [Último acceso: marzo 2017].
- [46] Asociación empresarial eólica, «Eólica '15,» 2015.
- [47] L. G. Bruno, «<http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com.es>,» [En línea]. Available: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com.es/2009/11/transformadores-secos.html>. [Último acceso: 2017].
- [48] ABB, «[www.abb.es](http://www.abb.es),» [En línea].
- [49] NEXANS, «<http://www.nexans.no/>,» [En línea]. Available: [http://www.nexans.no/Germany/2013/SubmPowCables\\_FINAL\\_10jun13\\_engl.pdf](http://www.nexans.no/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf).
- [50] Ministerio de Ciencia y Tecnología, «ITC-BT-07,» [En línea]. Available: [http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC\\_BT\\_07.pdf](http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_07.pdf).
- [51] J. C. D. G. Kristen R. Schell, «Probabilistic cost prediction for submarine power cable projects,» International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2017.

