

**MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES
Y MERCADO ENERGÉTICO
2011/2012**

PROYECTO FIN DE MÁSTER

**ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO
"BARBATE I" EN CÁDIZ**



ALUMNOS: Houda TEMSAMANI
Jungsun HAHN
Txomin CASANUEVA ROBLES

TUTOR: Thomas Paul BUDIL

ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO "BARBATE I" EN CÁDIZ.

Autores: Houda TEMSAMANI, Jungsun Hahn, Txomin CASANUEVA ROBLES.

Tutor: Thomas Paul Budil.

Entidad: Escuela de Organización Industrial.

Sevilla
Julio 2012

RESUMEN DEL PROYECTO.

El futuro DEL SECTOR energético, así como su sostenibilidad es uno de los problemas que más preocupan hoy en día, debido a que tanto los países desarrollados como los que están en vías de desarrollo y muy especialmente Brasil, Rusia, India y China, denominados como BRICs que serán los que presenten una mayor demanda de energía.

Por ello, es necesaria una planificación energética en donde se considere a las energías renovables como una alternativa, de forma que se establezcan y se tomen las medidas y acciones oportunas para que se alcance en los próximos años un nivel de aportación equilibrado con el de las energías convencionales.

Dentro de las energías renovables, la energía eólica terrestre u onshore se considera, hoy en día, plenamente competitiva con otras alternativas de generación, gracias al gran esfuerzo de inversión y a las economías de escala en la producción que hicieron que los costes de generación experimentaran un significativo descenso.

La energía eólica offshore se encuentra en una fase temprana de desarrollo, enfrentada a retos importantes de carácter ingenieril y operativo, y presentando aún nivel de costes de producción muy elevados.

En el presente proyecto se han desarrollado todos los aspectos técnicos, medioambientales y socioeconómicos, así como el análisis económico de lo que conlleva la ejecución de un parque eólico instalado en el mar.

Lo primero se ha estudiado la ubicación del parque marino en base a cuatro factores: el recurso eólico; recurriendo al *Mapa Eólico de España*, la batimetría, las actividades socioeconómicas y la normativa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para las instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

El emplazamiento que se ha elegido para el parque “Barbate I” cumple con las condiciones necesarias para la implementación de parques eólicos marinos (PEM). Dicho emplazamiento está al oeste del Cabo de Trafalgar en la localidad de Barbate, Cádiz, a aproximadamente 15 Km de la línea de costa.

A continuación se ha diseñado el parque, eligiendo los aerogeneradores y su disposición, así como la cimentación.

El parque “Barbate I” estará formado por 20 aerogeneradores de Clase 5 MW, dispuestos en distribución “al tresbolillo”, y separados una distancia de 1008 m, correspondiente a 8 veces el diámetro del rotor, tanto en la dirección predominante del viento (E y ESE) como en la dirección perpendicular al viento predominante. Con ello se consigue optimizar la superficie ocupada por el parque, 7.5 km², sin afectar demasiado al rendimiento de las turbinas debido a las turbulencias generadas por ellos mismos (efecto estela).

Se ha elegido la cimentación tipo jacket para los aerogeneradores y la subestación marina después de estudiar la profundidad y tipo de suelo existentes en la zona, y valorar la posibilidad de fabricación de la misma en los astilleros de Puerto Real.

Asimismo, se ha diseñado la red interna de interconexión entre los aerogeneradores y, la subestación transformadora offshore donde se elevará la tensión de salida de los aerogeneradores a la tensión de la línea de transmisión para poder conectarla con la subestación de evacuación del sistema eléctrico.

Esta conexión se ha realizado mediante una línea de transporte submarina, y posteriormente subterránea, hasta la llegada al punto de interconexión con la red de transporte Española.

La información necesaria para la iniciación de la evaluación de impacto ambiental, de acuerdo con el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación del impacto ambiental viene recogida en el procedimiento denominado como Scoping, que viene a significar “contenido y alcance”, es decir, se trata de determinar qué factores ambientales deben ser tenidos en cuenta y el grado de profundidad con que debe analizarse cada uno de ellos.

El presente proyecto se encuentra en la primera fase de “Scoping” que consiste en preparar un informe preliminar donde se define la actividad propuesta y sus posibles efectos sobre potenciales elementos receptores. La actividad que se propone es la implantación de un parque eólico marino así como una plataforma de medición de vientos, siendo los potenciales elementos receptores de dichos impactos: el sistema físico natural, perceptual y el socioeconómico.

El hecho de que el parque eólico marino como la plataforma de medición de vientos se localicen en la zona nº 15 del estudio de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, en concreto dentro de la zona con limitaciones, determina la existencia de una serie de afecciones particulares que completarán a las que habían sido determinadas con anterioridad.

Dentro del sistema físico natural, en concreto en el medio biótico, habría que hacer referencia a las afecciones relativas a la diversidad y áreas protegidas, mientras que respecto al medio inerte, habría que mencionar el patrimonio cultural que comprendería la zona de servidumbre arqueológica y los yacimientos no declarados

Por lo que respecta al sistema perceptual, habrá que centrarse en la protección del paisaje, donde se emplaza la banda de 8 km de distancia paralela a la línea de costa.

Finalmente, se deberá tener en consideración el sistema socioeconómico, en concreto los usos del territorio, donde se ubican: a) los recursos y actividades pesqueras con los caladeros tradicionales de la flota pesquera y las almadras, b) el Dominio Público Marítimo-Terrestre (DPMT) definido por la banda batimétrica entre 10 y 15 m, c) la Zona de Acondicionamiento Marino, d) las áreas de concesiones temporales en el DPMT, e) la zona de extracción de áridos, f) las zonas portuarias, g) las zonas militares, y h) las rutas de navegación marítima.

A la hora de analizar la rentabilidad económica de un parque eólico marino de 100 MW denominado "Barbate I", situado frente a las costas de Barbate. Para ello se va a aplicar El Método de Valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descuento (DCF por sus siglas en inglés), con el que se va a determinar el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleja el coste de capital aportado. Finalmente se comparará el TIR nominal obtenido con el WACC previamente definido para determinar si se acepta o se rechaza el proyecto.

Para poder determinar la rentabilidad del proyecto será necesario considerar una serie de parámetros como son: los costes de inversión, gastos, producción eólica y

Con respecto a los **costes de inversión** que se van a tener en cuenta en el análisis de viabilidad se encuentran los costes unitarios de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, (fuente: DELOITTE "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España"). En este valor se considera incluido la extensión de la garantía de 2 a 5 años con el fabricante de los aerogeneradores que a su vez se encargará del mantenimiento.

Otro coste de inversión muy importante es el coste medio de conexión a red por MW instalado que se cifra en 362.000 €/MW, según DELOITTE "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España". El coste medio de conexión a red se descompone en: la estación de transformación y el cable que va de la estación a la costa, (277 k€/MW) así como la red interna de cables entre las turbinas (85 k€/MW). Estos costes en otros países como Dinamarca y Alemania son sufragados por el operador de

la red de transporte. Sin embargo, en España este coste no corre a cargo de Red Eléctrica de España (REE) sino de los promotores.

Por lo que respecta a los **gastos** hay que mencionar los costes unitarios de explotación, 80 €/MWh en 2008 que han sido actualizados anualmente con el IPC y el factor X. El valor del factor X, es el valor a deducir del IPC, que también está definido en el RD 661/2007, concretamente en la Disposición Adicional Primera. Indicar que los cinco primeros años de funcionamiento estos costes se reducen a la mitad debido al período de garantía.

A la hora de estimar la **producción eólica** se ha utilizado el Atlas Eólico de España del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que ha sido desarrollado por la empresa Meteosim Truewind.

Se ha utilizado este Atlas porque es una herramienta que permite identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional. Para este proyecto se ha estimado el recurso eólico en el nodo más próximo, a nuestro emplazamiento referido a la subestación marina.

Una vez elegido el nodo más próximo se procede a estimar la producción energética que proporcionaría un aerogenerador expresado en términos de energía (MWh/año) bruta y neta mediante el uso de la aplicación denominada **generación eólica**.

Para llevar a cabo el proceso anterior es necesario especificar los parámetros de la curva de potencia [valor de producción (kW) para cada Velocidad (m/s), según las especificaciones del fabricante] para el aerogenerador que es objeto de estimación. Para este proyecto se ha escogido un aerogenerador de clase 5 MW, en concreto, REpower 5M.

Como resultado se obtuvieron dos valores uno de producción bruta, 21.358 MWh/año y otro de producción neta 18.154 MWh/año, que se traduce en 3.630 horas equivalentes. Indicar que este último valor se obtiene de aplicar un coeficiente de corrección de pérdidas global del 15%, que considera la existencia de pérdidas de producción por indisponibilidades técnicas de parque y de red, pérdidas eléctricas, efecto estela, etc.

Finalmente, se va a hacer referencia a los **ingresos de explotación** por la venta de energía. En el caso de las tarifas y primas para las instalaciones de la categoría b), grupo b.2.2: energía eólica (artículo 38.1, RD 661/2007), la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial será de 8,43 c€/kWh y el límite superior 16,40 c€/kWh. En este proyecto se le adjudicará la prima máxima, esto es, 8,43 c€/kWh. Este valor es del año 2007. De ahí que se haya actualizado para el año 2017 y sucesivos con el IPC y el Factor X.

Con los datos presentados se procede a la aplicación del Método de Valoración de Flujo de Caja Descontado que comprende tres pasos principales como son:

1. **Estimación de los cash flows del proyecto:** para ello es necesario determinar la vida útil del proyecto y los free cash flows que genera la inversión durante la vida útil (inversión, previsión de ingresos, posibles subsidios, costes de explotación, etc.).

Para este proyecto se ha considerado una **vida útil de 20 años**, siendo el **cash flow total** obtenido de **651.312 k€**.

2. **Definir el coste de oportunidad y el perfil de riesgo:** para ello es necesario determinar la tasa de descuento (WACC) que se debe aplicar al proyecto (riesgo del proyecto, tipo de financiación del proyecto, estructura de capital escogida).

El **WACC** utilizado es de **7,24%** que es resultado de una estimación de **InterMoney Energía del 2009**.

3. **Análisis de rentabilidad:** para ello hay que calcular el VAN de la inversión descontando los cash flows estimados y teniendo en cuenta el WACC previamente definido. Finalmente comparar el WACC con la TIR.

El **cash flow descontado** se obtendrá de descontar al cash flow total anterior el WACC previamente indicado es de **355.143 k€**. Si sobre este se calcula el **VAN** se obtiene un valor de **8.339,5 k€** que se traduce en un **TIR de 7,60%** (Anexo 7). Como el TIR es mayor que el WACC se acepta el proyecto. Esto significa que la rentabilidad del proyecto es mayor que el coste de oportunidad exigido por la empresa para este tipo de inversión (WACC).

Como se ha presentado en este estudio, los costes de inversión de un PEM son considerablemente elevados a los que todavía sería necesario sumarle los costes de diseño y gestión del proyecto, (100 k€/MW) así como los estudios medioambientales que incluyen Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) así como estudios de Impacto Visual, siendo su cuantía del orden de 50 k€/MW (Fuente: EWEA "The Economics of Wind Energy"). Esto resultaría en un incremento de 15.000.000 de euros en lo referente a la inversión de capital. No obstante, todos estos costes podrían ser compensados en su mayor parte por la mayor producción de electricidad por parte de las turbinas debido a las mayores velocidades del viento. Éste puede llegar a ser el caso del presente estudio si se disponen de más medios técnicos, debido a que sería posible pasar del emplazamiento designado que cuenta con 3.630 horas equivalentes a otro con 3.960 horas equivalentes. Esto se traduciría en un aumento del TIR hasta el 8,14%, con el consiguiente incremento del interés por parte de los inversores (Anexo 8).

Este interés es el que ha motivado que empresas como IBERDROLA, uno de los líderes mundiales en proyectos eólicos marinos, con una cartera que ronda los 11.000 MW ubicados, sobre todo, en el norte de Europa y que tiene a Reino Unido, Alemania y Francia como países más destacados. siga invirtiendo en la energía eólica marina con nuevos proyectos entre los que se encuentran el proyecto Wikinger en

Alemania en el que invertirá 1.600 millones de euros que será convertirá en el más grande del mundo instalado en aguas profundas -a más de 40 metros o como el PEM de Saint-Brieuc en Francia con una capacidad de 500 MW.

La actividad de las principales empresas del negocio offshore como son: IBERDROLA, Vattenfall, DONG Energy, E.ON., CENTRICA, EDP Renovaveis, RWE Innogy, ENECO New Energy, SSE Renewables, Mainstream Renewable Power, Statoil, ACCIONA Energía, entre otras junto con el desarrollo de una curva de reducción de costes a medio plazo, curva de aprendizaje, y la existencia de los subsidios en cada uno de los países de generación, está permitiendo que la energía eólica marina represente hoy en día más del 2% de la capacidad instalada a nivel mundial y que se estime que en el 2020 alcance el 10% de la capacidad total instalada.

El desarrollo e impulso de la energía eólica offshore en España implicaría un efecto tractor sobre toda la industria marítima española, haciendo que el número de subsectores implicados fuese muy amplio. Algunas de las industrias, como la construcción naval, armadores, puertos, etc., son tractoras de muchas otras por lo que el efecto multiplicador sería evidente, al añadir el empleo indirecto y el inducido que todas ellas crearían. Además, se crearía un tejido industrial de alto nivel tecnológico que no sólo facilitaría el desarrollo general sino también de nuevas tecnologías en aquellas áreas que sean requeridas por el sector.

Este es uno de los motivos principales por el cual países como Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Holanda y Francia están impulsando el desarrollo de la energía eólica marina. Otros países como Estados Unidos, Corea del Sur, China o Japón están también en fase de una mayor implicación, uniendo la necesidad de acudir a energías limpias y renovables con el impacto socioeconómico que ello conlleva.

El caso español resulta especialmente significativo si se tiene en cuenta la situación económica en la que se encuentra, y que ha elevado la cifra de desempleo por encima de los 5,5 millones de parados, provocando el cierre de un gran número de empresas.

Esta situación se ha visto agudizada en algunas comarcas y regiones españolas donde el cierre de empresas y destrucción de empleo ha sido muy grave. Dentro estas zonas geográficas se pueden identificar aquellas zonas marítimas que presentan oportunidades para el desarrollo de planes de actuación que les permitiría posicionarse en el negocio de la eólica marina como: la Comarca del Campo de Gibraltar, Bahía de Cádiz, Margen izquierda del Nervión (Vizcaya) y las Comarcas de Ferrol, Eume y Ortegal (La Coruña).

Por lo que respecta al presente PEM sería la Bahía de Cádiz la zona más idónea como centro de operaciones y logística al reunir todos los requisitos necesarios, esto es, dispone de infraestructuras adecuadas y de industrias y empresas de servicios muy capacitados para este nuevo sector, presentando empresas de construcción naval como Navantia y Dragados Offshore, así como Industrias auxiliares, puertos, ingenierías y consultoras, empresas de servicios en general y portuarios, sin olvidar a la

Universidad de Cádiz. Por el contrario, cuenta con uno de los índices de paro más altos de España. Parece obvio que el desarrollo de la industria eólica marina en Cádiz podría acometerse con mucha rapidez, y los beneficios serían prácticamente inmediatos.

En el presente trabajo se presentarán datos sacados del documento "Oportunidades de Negocio de la Energía Eólica Marina en el Sector Marítimo Español" de Cluster Marítimo Español donde se indica los efectos de creación de empleo que podría tener el desarrollo de la eólica marina en España.

Para poder profundizar aún más en el impacto socioeconómico que el desarrollo de la energía eólica marina podría tener en España y en concreto en Andalucía sería necesario estimar cuál va ser su aporte económico. Para ello, se debe hacer previamente un análisis del tejido industrial de dicha región en cuanto a: fabricación de aerogeneradores, fabricación de componentes, ensamblaje final y montaje Offshore, cimentaciones (fabricación), instalación de aerogeneradores Offshore, evacuación eléctrica, medios auxiliares (Barcos) y mantenimiento.

A la hora de determinar el aporte económico que un proyecto conlleva se deben analizar cada una de las partidas por separado así como descomponer dicha partidas en subpartidas. Tras ello se debe determinar el porcentaje de inversión susceptible de repercutir en la región en cuestión, en este caso Andalucía y compararla con aquella que revertirá fuera, en este caso en el resto de España y el extranjero. A modo de ejemplo se ha realizado el proceso anterior con la partida de cimentaciones obteniendo que el 75% de la inversión total es susceptible de recaer en la Comunidad Autónoma de Andalucía, el 15% en el resto de España y en el extranjero el 10%.

A continuación, la atención se ha centrado en el empleo directo e indirecto, esto es, en el número de puestos de trabajo por MW. Esto supone una complicación porque se debe incluir en un sólo grupo: la fabricación, la construcción pero también la explotación y el mantenimiento. La razón es que el empleo generado en una instalación depende del funcionamiento de las turbinas que a su vez es función del mantenimiento.

Según la EWEA, el número de puestos de trabajo creados en la UE por MW instalado es de 15,0 mientras que los puestos relativos a la operación y mantenimiento son de 0,40. Estos valores son ligeramente superiores a los publicados por la GWEA, debido a que la primera abarca más empleos directos, por ejemplo: IPP (productores de energía independientes) / compañías eléctricas, centros de investigación, servicios financieros, etc., Hay que indicar que los valores señalados no tienen en cuenta el mayor efecto en el empleo que tienen la instalación, operación y mantenimiento de turbinas offshore.

Como resultado de aplicar los valores anteriores al presente proyecto se obtuvo que el número total de empleos que crearía el PEM "Barbate I" sería de 1540, correspondiéndose el 67,53% con empleos directos, 1040, mientras que los empleos indirectos serían 500, representando el 32,47%.

El hecho de que los parques eólicos marinos abarcan grandes superficies, debido a que es necesario que exista distancia suficiente entre las turbinas eólicas para minimizar el efecto estela,

permite la posibilidad de que parte de la superficie sea aprovechada por otras actividades que no interfieran en la actividad del parque. En este sentido, cabe destacar el proyecto denominado "Mar de Trafalgar" que propuso la compañía Energía Hidroeléctrica de Navarra (EHN) que incluía la instalación de jaulas de acuicultura en la base de los molinos, de la que se sacó la idea para el presente proyecto.

Pero también hay otras muchas actividades que pueden ser integradas con la operación de un parque eólico marino con la consiguiente generación de empleo como: plantas desalinizadoras, arrecifes artificiales y otras energías renovables marinas: undimotriz, corriente, etc.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que la inversión necesaria para la puesta en marcha de un parque eólico marino es muy importante, y que cualquier colaboración con otra actividad puede contribuir a reducir los costes de inversión. En esta línea la Unión Europea, dentro del 7º Programa marco, ha establecido una convocatoria para la presentación de proyectos que integren más de una actividad en el desarrollo de las energías renovables marinas.

Por lo tanto, el diseño e implantación de proyectos de energía eólica marina como el presente contribuirán de forma muy positiva no sólo a reactivar la actividad económica de muchas zonas deprimidas sino también a cambiar el mix energético español logrando una reducción de la dependencia energética así como una descarbonización de la energía como se indica en la Hoja de Ruta de la Energía para el 2050 marcado por la unión Europea.

ÍNDICE DEL PROYECTO

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA

Capítulo 1: Introducción

1.1. Antecedentes.....	20
1.2. Objeto del Proyecto.....	20
1.3. Iniciativa.....	20
1.4. Energía Eólica Marina.....	21
1.4.1. Situación Actual de la eólica offshore.....	22
1.4.2. Perspectivas de la eólica offshore.....	22
1.4.3. Barreras y Retos para el desarrollo de la eólica offshore.....	23
1.5. Objetivos de la energía eólica marina en el PER 2012-2020.....	25
1.6. Contexto Legislativo.....	25
1.6.1. Procedimiento de Autorización y Concesión Administrativa para la instalación de los parques eólicos marinos(PEMs).....	25
1.6.2. Fase en la que se encuentra el Proyecto.....	27
1.6.3. Documentación exigida para la Reserva de Zona.....	27

Capítulo 2: Diseño del Parque

2.1 Descripción del Emplazamiento.....	31
2.2 Estudio del Potencial Eólico.....	35
2.3 Descripción de las Instalaciones.....	39
2.3.1 Diseño del Parque.....	39
2.3.2 Descripción de los Aerogeneradores.....	41
2.3.3 Centro de Transformación.....	43
2.3.3.a Transformador.....	44
2.3.3.b Celdas de Protección.....	45
2.3.3.c Cableado de los Aerogeneradores.....	46
2.3.4 Protecciones.....	47
2.3.4.a Posiciones de entrada de los Aerogeneradores..	47
2.3.4.b Protecciones de los Aerogeneradores.....	48
2.3.5 Cimentación de los Aerogeneradores.....	48
2.3.5.a Cimentación de Gravedad.....	49
2.3.5.b Monopilote.....	50
2.3.5.c Trípole.....	51
2.3.5.d Celosía o Jacket.....	51
2.3.5.e Elección de la Cimentación.....	52

Capítulo 3: Diseño de la subestación offshore

3.1 Subestación Transformadora Offshore.....55

3.2 Disposición y Forma Constructiva de la Subestación.....56

3.3 Potencia Instalada.....59

3.4 Descripción de las Instalaciones.....59

3.5 Aparamenta Empleada y sus Características.....60

 3.5.1 Sistema de 220kV.....60

 3.5.1.a Características de las Celdas.....60

 3.5.1.b Posiciones de Línea.....61

 3.5.1.c Celdas de Transformador.....61

 3.5.1.d Módulo de Medida de Tensión en Barras.....61

 3.5.1.e Elementos de la Aparamenta.....61

 3.5.1.e.1 Embarrados.....61

 3.5.1.e.2 Interruptores.....61

 3.5.1.e.3 Seccionadores.....63

 3.5.1.e.4 Seccionadores de Puesta a Tierra.....63

 3.5.1.e.5 Transformadores de Tensión.....64

 3.5.1.e.6 Transformadores de Intensidad.....64

 3.5.2 Transformadores de Potencia.....64

 3.5.3 Sistema de 33Kv.....65

 3.5.3.a Características Generales.....65

 3.5.3.a.1 Interruptor de Potencia...66

 3.5.3.a.2 Seccionador y Seccionador de Puesta a Tierra.....67

 3.5.3.a.3 Seccionador de Puesta a Tierra Rápido.....67

 3.5.3.a.4 Armario de Control Local..67

 3.5.3.a.5 Transformador de Corriente y Transformador de Tensión.....67

3.6 Autoválvulas.....68

3.7 Sistema Eléctrico de Baja Tensión.....68

3.8 Servicios Auxiliares.....69

3.9 Servicio de Corriente Continua.....69

 3.9.1.a Servicio de Corriente Alterna.....69

3.9.1.b	Telecontrol.....	70
3.9.1.c	Telemando.....	70
3.9.1.d	Grupo Electrónico.....	70
3.9.2	Alumbrado.....	70
3.9.2.a	Alumbrado Interior.....	71
3.9.2.b	Alumbrado de Emergencia.....	71
3.10	Edificio y Cimentación de la Subestación.....	71
3.11	Puesta a Tierra de la Subestación.....	72

Capítulo 4: Evacuación Eléctrica

4.1	Descripción de la línea de Evacuación.....	74
4.2	Elección del Cable.....	75
4.3	Aparataje de la Línea.....	77
4.3.1	Protección Principal: Diferencial de Línea.....	77
4.3.2	Protección Secundaria: Protección de Distancia.....	78
4.3.3	Módulo de Medida.....	79
4.3.4	Comprobación de Sincronismo del Interruptor.....	79
4.4	Tendido de la Línea de Evacuación.....	79
4.4.1	Línea Submarina.....	79
4.4.2	Línea Subterránea.....	80

Capítulo 5: Cálculos

5.1	Cálculo de la Intensidades Nominales del Sistema.....	83
5.2	Cálculo de los Parámetros eléctricos de la Línea.....	83
5.2.1	Cálculo de la Sección de los Conductores.....	84
5.2.2	Cálculo de la Caída de Tensión.....	91
5.2.3	Cálculo de la Intensidad de Cortocircuito.....	92

Capítulo 6: Repercusión Ambiental

6.1	Scoping.....	101
6.2	Elementos receptores de impacto de un parque eólico.....	102

DOCUMENTO Nº 2: ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

2.1	Introducción.....	106
2.2	Análisis de viabilidad del PEM “Barbate I”.....	106
2.2.1	Fases de desarrollo del proyecto.....	108
2.2.2	Principales parámetros que afectan a la rentabilidad.....	109
2.2.3	Análisis de rentabilidad de un proyecto.....	111

2.2.3.a Criterios de rentabilidad: Valor Actualizado Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).....	111
2.2.3.b Método de Valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descontado.....	113
2.3 Conclusiones.....	120

DOCUMENTO Nº 3: IMPACTO SOCIOECONÓMICO

3.1 Introducción.....	123
3.2 El impacto del empleo.....	125
3.2.1 Andalucía.....	128
3.3 Posibilidad de sinergia con otros sectores.....	131

DOCUMENTO Nº 4: I+D+ i

4.1 Introducción.....	133
4.2 Turbina Marina.....	133
4.1 Características de la Turbina Marina.....	134
4.2 Líneas de Investigación.....	134
4.3 Almacenamiento de Aire Comprimido.....	135
4.3.1 Funcionamiento del Sistema.....	135
3.2 Líneas de Investigación.....	136
4.4 Acuicultura y Regeneración de Caladeros.....	136
4.4.1 Sistema de Redes de la Jaula de Cultivo.....	138
4.4.2 Biotopo de Producción, Protección y Regeneración.....	139
4.5 Torre de Mediciones y Observaciones “CABO 1”.....	139
4.5.1 Estructura y Características.....	140
4.5.2 Líneas de Investigación.....	141

DOCUMENTO Nº 5: PLANOS

Plano 1. Localización.....	143
Plano 2.1. Emplazamiento y Configuración.....	144
Plano 2.2. Emplazamiento y Configuración.....	145
Plano 2.3. Emplazamiento y Configuración.....	146
Plano 2.4. Emplazamiento y Configuración.....	147
Plano 3. Condicionantes. Usos y actividades. Golfo de Cádiz.....	148
Plano 4.1. Evacuación Eléctrica.....	149
Plano 4.2. Evacuación Eléctrica.....	150
Plano 5. Esquema de la instalación offshore “Barbate I”: Parque, Subestación y Evacuación.	151
Plano 6.1. Esquema Unifilar General del Parque “Barbate I”.....	152
Plano 6.2. Esquema Unifilar- Protección y Medida- Parque “Barbate I”.....	153

DOCUMENTO Nº 6: ANEXOS

Anexo 1. Situación de la energía eólica a nivel mundial 2011.....156

Anexo 2. Ficha Técnica- Aerogenerador reponer 5 MW.....181

Anexo 3. Característica Cable Subterráneo- RHZ1-RA-20L-GENERAL CABLE- Evacuación a Tierra.....182

Anexo 4. Característica Cable Submarino- IEC62067-NEXANS- Evacuación a Tierra.....184

Anexo 5. Característica Cable Submarino- BS7870-4.10-NEXANS- Unión Aerogeneradores y subestación Offshore.....187

Anexo 6. Característica Cable Submarino- IEC 60502-2-NEXANS- Unión Parque Experimental y Subestación Offshore.....189

Anexo 7. Flujo de caja descontado considerando los siguientes costes de inversión: a) coste unitario de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, b) coste medio de conexión a red por MW instalado, 362 k€/MW. (Fuente: Deloitte “Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España”).....191

Anexo 8. Flujo de caja descontado considerando los siguientes costes de inversión: a) coste unitario de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, b) coste medio de conexión a red por MW instalado, 362 k€/MW. (Fuente: Deloitte “Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España”), c) costes de diseño y gestión del proyecto 100 k€/MW instalado y d) estudios medioambientales 50 k€/MW instalado, (Fuente: EWEA, “The Economics of the Wind Energy”).....193

Anexo 9. Referencias.....194

ÍNDICE DE FIGURAS

DOCUMETON Nº 1: MEMORIA

Figura 1.1. Parque Eólico Offshore.....	21
Figura 1.2. Desglose de Costes de Inversión por actividad.....	24
Figura 1.3. Procedimiento de autorización y concesión administrativa de la instalación de los parques eólicos marinos (PEMS) (RD 1028/2007).....	26
Figura 2.1. Distribución de las zonas con Viento Medio Anual a 80m de altura.....	31
Figura 2.2. Mapa de la Zonificación Ambiental Marina.....	32
Figura 2.3. Usos y actividades. Golfo de Cádiz.....	33
Figura 2.4. Mapa de Batimetría. Golfo de Cádiz.....	33
Figura 2.5. Áreas Eólicas marinas- Litoral Atlántico Andaluz.....	34
Figura 2.6. Distribución del viento en el Golfo de Cádiz.....	35
Figura 2.7. Emplazamiento elegido (círculo verde) y nodo más próximo (circulo azul).....	36
Figura 2.8. Rosa de viento en el emplazamiento del parque.....	37
Figura 2.9. Curva de potencia del aerogenerador Repower de 5 MW.....	38
Figura 2.10. Esquema general de una instalación completa offshore: parque, subestación y conexión a Red Eléctrica de transporte.....	39
Figura 2.11. Configuración del parque “Barbate I”.....	40
Figura 2.12. Diseño del transformador.....	44
Figura 2.13. Disposición de las celdas en un aerogenerador.....	45
Figura 2.14. Esquema general de un cable submarino Unipolar.....	47
Figura 2.15. Cimentaciones de loa aerogeneradores en función de la profundidad.....	48
Figura2.16. Mapa de barimetría de la zona de estudio.....	49
Figura 2.17. Pilote por Gravedad.....	50
Figura 2.18. Cimentación Monopilote.....	50
Figura 2.19. Cimentación Trípede.....	51
Figura 2.20. Cimentación Jacket.....	52
Figura 2.21. Altura de la Cimentación Jacket.....	53
Figura 3.1. Equipamiento de una subestación offshore.....	55
Figura 3.2. Configuración de una subestación offshore. Fuente: VESTAS.....	56
Figura 3.3. Esquema Unifilar- Subestación Offshore.....	58
Figura 4.1. Evacuación Eléctrica del parque eólico marino “Barbate I”.....	75
Figura 4.2. Disposición en capa para la línea submarina.....	76
Figura 4.3. Disposición en tresbolillo para la línea subterránea.....	76
Figura 4.4. Fondo de naturaleza arenosa.....	80
Figura 4.5. Fondo de naturaleza rocosa.....	80
Figura 5.1. Esquema Unifilar de la instalación.....	96
Figura 5.2. Esquema Unifilar simplificado de la instalación.....	97

Figura 6.1. Principales afecciones de la zona nº 15 del estudio de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del litoral español para instalaciones de parques eólicos marinos.....	103
Figura 6.2. Efecto perceptual de un aerogenerador situado a distintas distancias de la línea de costa.	104

EDOCUMENTO Nº2: ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

Figura 2.1. Definición del RCSD.....	107
Figura 2.2. Emplazamiento elegido (círculo verde) y nodo más próximo (círculo azul).....	110
Figura 2.3. Estimación del precio de mercado eléctrico en el período 2010 - 2030.....	116
Figura 2.4. Estimación InterMoney Energía 2009.....	119

DOCUMENTO Nº 4: I+D+ i

Figura 4.1. Montaje de una Turbina Marina.....	135
Figura 4.2. Pruebas de las bolsas de energía de Seamus Garvey diseñadas y construidas por Thin Red Line Aerospace. (Fuente: Aeroespacial Thin Red Line).....	137
Figura 4.3. Vista General de la Unidad estructural.....	138
Figura 4.4. Vista General del Módulo de Cultivo de Peces y Biotopo Asociado.....	139
Figura 4.5. Detalle del Biotopo.....	140
Figura 4.6. Equipamiento de una Torre de Mediciones.....	141

ÍNDICE DE TABLAS

DOCUMETON N° 1: MEMORIA

Tabla 1.1. Potencia instalada y acumulada de eólica offshore en 2011.....	22
Tabla 2.1. Coordenadas UTM del parque.....	34
Tabla 2.2. Distribución de velocidades de viento en el emplazamiento del parque.....	36
Tabla 2.3. Generación eléctrica de un aerogenerador Repower 5 MW.....	38
Tabla 2.4. Especificaciones Aerogeneradores.	43
Tabla 3.1.Coordenadas de la subestación transformadora 33/220 KV.....	55
Tabla 5.1. Cables aislados con aislamiento seco Temperatura máxima, en°C.....	85
Tabla 5.2. Intensidad admisible por sección según el tipo de aislamiento.....	86
Tabla 5.3. Factores de corrección para profundidades distintas de 1m.....	86
Tabla 5.4. Factor de corrección para temperaturas del terreno distinto de 25°C.....	87
Tabla 5.5. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.....	87
Tabla 5.6. Factor de corrección para resistividades diferentes de 1,5K.m/W.....	88
Tabla 6.1. Potenciales elementos receptores de impacto del parque eólico marino “Barbate I” así como del proyecto de plataforma de medición de vientos.....	102

DOCUMENTO N°2: ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

2.1. Principales características del Parque Eólico Marino “Barbate I”.....	111
2.2. Flujos de caja para el Proyecto “Barbate I”.....	114
2.3. Evolución de la remuneración a mercado.....	116
2.4. Cálculo del VAN y del TIR.....	119

DOCUMENTO N°3: IMPACTO SOCIOECONÓMICO

Tabla 3.1. Partidas a considerar en el presupuesto de un PEM.	129
Tabla 3.2. Subpartidas de la cimentación con los porcentajes de inversión susceptible de repercutir en la región.....	129
Tabla 3.3. Tasa de empleo generado por la energía en función de los MW anuales/ MW acumulados. Fuente: EWEA.....	130
Tabla 3.4. Tasa de empleo generada por el proyecto “Barbate I”.....	131

DOCUMENTO N° 4: I+D+ i

Tabla 4.1.Coordenadas del aerogenerador A1”	135
Tabla 4.2.Coordenadas de la Torre de Mediciones “CABO 1”	139

DOCUMENTO N° 1

MEMORIA

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El presente proyecto de Implantación del Parque Eólico Marino “Barbate I” se encuentra dentro de las previsiones de España para el desarrollo de la tecnología offshore en el litoral atlántico de Andalucía.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 fija el objetivo de llegar, hasta 2020, a 750 MW de potencia instalada de eólica offshore en el sistema energético español.

La ley que regula la tramitación e implementación de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial es el RD 1028/2007.

El área de estudio comprende todo el golfo de Cádiz. Éste contiene limitaciones medioambientales y por usos y actividades desarrolladas, por lo que se estudiarán todos estos condicionantes para que el emplazamiento del parque interfiera lo menos posible en el desarrollo de las actividades del golfo de Cádiz.

1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en el estudio de implantación de un parque eólico marino de 100MW interconectado con la Red de Transporte Española. Este estudio comprende una serie de etapas:

- ▶ Tramitación
- ▶ Selección y justificación del emplazamiento
- ▶ Diseño
- ▶ Evacuación eléctrica
- ▶ Repercusión Ambiental
- ▶ Análisis económico
- ▶ Repercusión socioeconómica
- ▶ I + D + i

1.3 INICIATIVA

La promoción, desarrollo y explotación del parque eólico marino “Barbate I” será de iniciativa privada dejando abierta la posibilidad de participación ciudadana (cooperativas de consumidores y usuarios locales de electricidad) en la propiedad del mismo de hasta un 10%.

Para llevar a cabo la I+D+i se ha solicitado el apoyo económico a la Junta de Andalucía (JJ.AA) y al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

1.4 LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.

El mar, además de vía de transporte de bienes y personas, supone una de las mayores reservas de la humanidad. Su explotación, hasta hace pocos años, se limitaba al segmento del Oil & Gas. No obstante, con los avances tecnológicos se ha encontrado en el mar una alternativa a producción de energía eléctrica entre otros.

Diferentes factores han llevado a que la eólica marina tome cada vez mayor relevancia en la generación renovable. Desde hace unos años, países como Dinamarca, Suecia y Reino Unido han iniciado su carrera para aprovechar los recursos eólicos en sus costas y ahora ocupan una posición de liderazgo en la eólica Offshore a nivel mundial.



Figura 1.1. Parque Eólico Offshore.

1.4.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA EÓLICA MARINA.

La energía eólica marina existe desde hace más de dos décadas puesto que el primer parque eólico marino de 4,95MW se instaló en 1991 frente a la costa de Copenhagen (Dinamarca). Pero sólo muy recientemente se ha empezado a tener en cuenta esta tecnología, que a día de hoy, se encuentra en fase incipiente de desarrollo. De hecho a finales de 2011 la mayor parte de la potencia instalada se ha concentrado en Europa, con 4.096 MW. De estos, unos 2.093 MW están en Reino Unido, y casi testimonialmente en Finlandia, Irlanda, Noruega y Portugal (Tabla 1.1).

Tabla 1.1 Potencia instalada y acumulada de eólica offshore en 2011.

Global offshore 2011 and cumulative installed capacity

Country	2011 [MW]	Cumulative Total [MW]
Belgium	0	195.0
Denmark	3.6	857.28
Finland	0	26.3
Germany	108.3	200.3
Ireland	0	25.2
Netherlands	0	246.8
Norway	0	2.3
Portugal	2.0	2.0
Sweden	0	163.7
UK	752.4	2093.7
China	99.3	258.4
Japan	0	25.0
Total	965.6	4,096

Fuente: GWEC (2012).

La eólica marina se encuentra por tanto en una situación de despegue, pero con un gran potencial futuro por delante. De hecho es la gran apuesta tecnológica de algunos de los principales fabricantes mundiales de turbinas eólicas como Siemens, Vestas o Gamesa.

1.4.2 PERSPECTIVAS DE LA EÓLICA MARINA.

La apuesta por la energía eólica marina se encuentra muy focalizada en la región norte de Europa, destacando los importantes objetivos establecidos en Reino Unido (18 GW en 2020). En Alemania se podrían alcanzar 25 GW en 2030 y en Francia unos 6 GW en 2020.

En el caso de España, el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 fija el objetivo de llegar, hasta 2020, a 750 MW de potencia instalada de eólica offshore en el sistema energético español.

Fuera del ámbito europeo, China se perfila en estos momentos como el país que más apuesta por esta tecnología, estimando que se habrán alcanzado 5 GW en 2015 y previendo llegar a 30 GW en 2030.

Estados Unidos también presenta un importante potencial, estimado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en 830 GW, para el desarrollo de potencia eólica marina, pero la estrategia energética nacional actual no está incentivando suficientemente dicha tecnología.

Europa es, por tanto, la región más prometedora a corto plazo para la eólica marina, cuyo desarrollo viene apuntalado por los objetivos de descarbonización de la economía europea, la decidida apuesta política del Reino Unido por esta tecnología y el abandono de la energía nuclear por Alemania.

1.4.3 BARRERAS Y RETOS PARA EL DESARROLLO DE LA EÓLICA MARINA.

Retos tecnológicos.

La ingeniería de construcción de los parques eólicos en el mar está en una fase de "*work in progress*" en muchos aspectos, adquiriendo complejidad adicional a medida que los emplazamientos se alejan de la costa y debiendo abordar nuevas técnicas de cimentación a gran profundidad.

La potencia unitaria de los aerogeneradores será mayor que la actual, y frente al estándar terrestre actual de 2,5MW, los marinos se moverán inicialmente entorno a los 5MW, para ir progresivamente escalando hasta los 7MW e incluso los 10MW, con la complejidad consiguiente para el transporte e instalación por el mayor tamaño y peso.

A lo anterior se unen unas condiciones de operación en el mar más complejas, con los materiales sujetos a fuertes procesos de corrosión. Esto planteará la necesidad de buscar nuevos diseño de torres, materiales y pinturas, especialmente para las palas, que garanticen altos niveles de disponibilidad del equipo generador.

Por tanto, sería necesario realizar inversiones a gran escala en I+D+i.

Cadena de suministro.

En paralelo a los retos tecnológicos descritos, la cadena de suministro se encuentra también "*in progress*", en forma de infraestructuras portuarias, naves para transporte y construcción de infraestructuras, o el adecuado dimensionamiento industrial para suministrar todo el material eléctrico necesario (cables, transformadores, etc).

Aspectos regulatorios.

Especialmente en estos primeros momentos de su lanzamiento, para conseguir atraer los volúmenes de inversión esperados, se requerirá un marco regulatorio que garantice la mayor certidumbre posible sobre los flujos de ingresos, facilitando la financiación de largo plazo necesaria por este tipo de proyectos.

En España por ejemplo, los mecanismos para la obtención de permisos y licencias necesarios se han revelado como una de las principales barreras para el desarrollo de los proyectos (larga duración y trabas burocráticas).

Así que, a las instituciones le quedará la tarea principal de solventar las trabas burocráticas que tristemente, aunque existe un marco legal que permite y promueve el desarrollo de la tecnología, a día de hoy, mantiene todo el desarrollo en suspenso.

Desarrollo de la red de evacuación.

Los parques eólicos marinos requieren el desarrollo de una costosa y compleja infraestructura de interconexión y evacuación, que debe ser construida en tándem con el propio parque.

Hay por tanto la necesidad de coordinar no sólo distintos agentes económicos, sino también hacerlo con los organismos de planificación y el regulatorio correspondientes, sin olvidar que las infraestructuras de redes están sujetas a los mismos problemas de obtención de permisos que los propios de los parques.

Asimismo, que los países tengan contemplado que la evacuación eléctrica es obligación del operador de red eléctrica, como es el caso de Alemania y Dinamarca, puede llegar a ser un aliciente para los promotores e inversores, y así facilitar el despliegue de la implantación de los parques.

Costes.

El perfil de costes de inversión de las instalaciones eólicas marinas es significativamente distinto del de las terrestres. Las turbinas representan entre un 40-50 por 100 de la inversión, frente al 75 por 100 en el caso de la eólica terrestre. Sin embargo los costes por MW instalado son significativamente superiores a las instalaciones eólicas terrestres, esperando incluso que aumenten en el futuro ante la complejidad de los desarrollos de parques en aguas profundas.

Por su lado, los costes de O & M multiplican en varias magnitudes a los de la eólica terrestre, Figura 1.2.

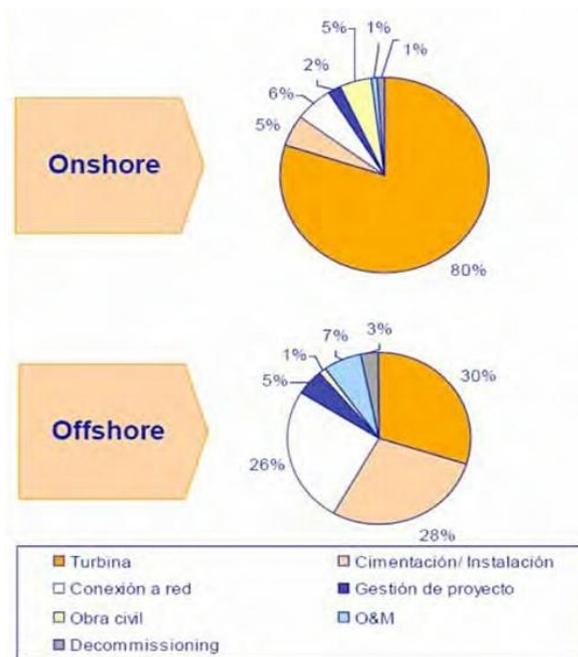


Figura 1.2 Desglose de Costes de Inversión por actividad. Fuente: Sodercan/Europraxis

La mayor producción esperada de estos emplazamientos no compensa en términos de los costes unitarios de energía el importante coste de las inversiones. Además, estos factores de carga pueden verse limitados por las disponibilidades reales que den las máquinas, que serán emplazadas en áreas de gran adversidad meteorológica durante buena parte del año.

En definitiva, la energía eólica marina no es en estos momentos competitiva con alternativas convencionales o con la eólica terrestre. Sin embargo, esperamos que el proceso de mejora ya visto en esta última se replique en la eólica marina, y quizás con mayor velocidad dado el conocimiento y la experiencia adquirida en los últimos años.

Las políticas públicas no son neutrales en este esfuerzo para acelerar la curva de aprendizaje. Un ejemplo relevante lo está dando el Reino Unido, con diversas medidas de apoyo directo e indirecto para el desarrollo de la eólica marina en el país, pero con un claro objetivo también de minimizar el coste para los consumidores.

1.5 OBJETIVOS DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN EL PER 2011-2020

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 fija el objetivo de llegar, hasta 2020, a 750 MW de potencia instalada de eólica offshore en el Sistema Energético Español.

Para alcanzar dicho objetivo, se contemplan varios proyectos de instalación de parques eólicos marinos en la costa atlántica de Andalucía. El parque BARBATE I de 100 MW se enmarca dentro de estos proyectos.

1.6 CONTEXTO LEGISLATIVO

1.6.1 PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN Y CONCESIÓN ADMINISTRATIVA DE LA INSTALACIÓN DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS (PEMs)

El presente proyecto está dentro del marco del RD 1028/2007 que regula la tramitación e implementación de las instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Los parques eólicos marinos están sometidos al régimen de autorización y concesión administrativa para la construcción y ampliación de las instalaciones, rigiéndose el procedimiento para su otorgamiento por los principios de objetividad, transparencia, concurrencia y no discriminación.

La construcción o ampliación de las instalaciones eléctricas de generación eólicas marinas requieren, además de las resoluciones administrativas a que se refiere el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la

Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, la resolución administrativa que resuelve previamente el procedimiento de concurrencia y otorga al solicitante la reserva de zona.

En lo que respecta a la transmisión de las concesiones que sirvan de soporte a las citadas instalaciones, se estará a lo previsto en los artículos 70 de la Ley de Costas y 137 del Reglamento General para su desarrollo y ejecución (Artículo 4 del Capítulo 1: *Régimen de autorización y concesión administrativa*).

El proceso se inicia cuando el solicitante presenta, ante el órgano correspondiente de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno que depende funcionalmente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la solicitud de reserva de zona para la realización de los estudios previos a la solicitud de autorización de un parque eólico marino. Igualmente, la solicitud podrá presentarse ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Esta solicitud deberá ir dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común (Artículo 7 del Capítulo I del RD 1028/2007: *Presentación de la solicitud de reserva de zona*).

Todo el procedimiento de autorización y concesión administrativa de la instalación de los parques eólicos marinos (PEMS) se resume en la figura 1.3.



Figura 1.3 Procedimiento de autorización y concesión administrativa de la instalación de los parques eólicos marinos (PEMS) (RD 1028/2007).

1.6.2 FASE EN LA QUE SE ENCUENTRA EL PROYECTO.

A día de hoy tanto la fase de estudio Ambiental Estratégico como la Caracterización del Área Eólica Marina (AEM) han sido completadas. Por lo tanto, este proyecto se encuadra dentro de la fase de Concurrencia que a continuación se procede a describir de forma genérica.

El procedimiento de concurrencia comenzará al día siguiente al de la publicación en el «Boletín Oficial del Estado» del anuncio descrito en el artículo 13 del RD 1028/2007. En el caso en que ya existiera una caracterización de área vigente, se publicará igualmente un anuncio en el que se comunicará la existencia de un documento de caracterización de área vigente, los lugares de consulta del mismo,

que serán los especificados en el artículo anterior, y el periodo de vigencia de la caracterización de área. Igualmente, en el mismo, se detallará la apertura de un periodo de tres meses para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino en el área eólica marina que se determine.

Los interesados deberán presentar en ese plazo una solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas en cualquiera de los lugares previstos en el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, con la documentación exigida en el artículo 8, (que se detalla en el siguiente apartado), incluyendo el justificante de haber depositado un aval en la Caja General de Depósitos a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas por una cuantía del 1 por ciento del presupuesto de la instalación de generación eólica marina prevista. El promotor que presentó la solicitud de reserva de zona en primer lugar deberá igualmente depositar dicho aval y presentar el justificante en el mismo plazo de tres meses, pudiendo realizar las modificaciones que considere oportunas en la solicitud previamente presentada.

El nuevo promotor que concurra mediante su solicitud lo hará para una poligonal que se encuentre ubicada íntegramente en el interior del área o áreas convocadas.

En el mismo plazo de tres meses, todos los interesados, incluido el promotor que presentó su solicitud en primer lugar, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, (0,1640 €/kWh), y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación.

1.6.3 DOCUMENTACIÓN EXIGIDA PARA LA SOLICITUD DE RESERVA DE ZONA.

La solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas deberá ir acompañada con la siguiente documentación:

1. Acreditación de la capacidad del solicitante en los términos que se señalan en el artículo 121 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.
2. Memoria resumen en la que se detallará la superficie para la que se solicita el proyecto y que será objeto, en su caso, de la reserva de zona, así como los estudios previos que vayan a realizarse con indicación del tiempo estimado de realización (siempre con un máximo de dos años coincidentes con el máximo para la reserva de zona). Deberá aportarse la documentación que haga referencia a los siguientes extremos:
 - a. Superficie para la que se solicita la reserva, que se delimitará por las coordenadas geográficas de los vértices de la línea poligonal que la comprende.
 - b. Objeto de la investigación a desarrollar en la zona que se reserve, la instalación a implantar, el plan de inversiones y el plan de restauración adecuado para restituir el dominio público a su estado original para el caso de que el proyecto no llegue a ejecutarse.
3. Anteproyecto de la instalación de generación eólica marina por triplicado, que deberá contener:
 - a) Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:
 - Ubicación de la instalación, así como origen, recorrido y fin de las líneas de evacuación eléctrica de la misma.
 - Objeto de la instalación, con indicación del número de aerogeneradores previstos, potencia y ubicación estimada de los mismos.
 - Características principales de la instalación.
 - Condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad de la instalación propuesta.
 - La información necesaria para la iniciación de la evaluación de impacto ambiental, de acuerdo con el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación del impacto ambiental.
 - Circunstancias del emplazamiento de la instalación y criterios elegidos para su emplazamiento físico.

- Razones de cualquier índole que justifiquen la implantación del parque en la zona. En este apartado se consignará la vinculación de la instalación, si existiera, a otros planes de carácter industrial, socio-económicos o de otro tipo, que estén previstos en la zona para la que se solicita la autorización y que tengan relación directa con el proyecto.

- Descripción de los recursos eólicos, con base en datos históricos suficientes y modelos fiables.

- Evaluación cuantificada de la energía eléctrica que va a ser transferida a la red.

- Estudio de viabilidad.

- Condiciones de tráfico marítimo de la zona y protección de la navegación y de la vida humana en el mar.

b) Planos de la instalación a escala mínima 1:50.000, incluyendo las líneas de evacuación previstas.

c) Presupuesto estimado del proyecto de instalación.

4. Separata para las Administraciones públicas, organismos y, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general con bienes o servicios a su cargo afectadas por la instalación.

Una vez recibida la solicitud, si la Dirección General de Política Energética y Minas estimara oportuno reclamar determinada documentación complementaria que se considere necesaria para la resolución del asunto en algún caso concreto, lo hará saber al solicitante para que la aporte.

Capítulo 2

DISEÑO DEL PARQUE

2.1 DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.

La selección de la ubicación del parque en la zona del Golfo de Cádiz, punto negro en las siguientes figuras, se ha hecho en base al estudio, principalmente, de cuatro factores: el recurso eólico, la batimetría, las actividades socioeconómicas y la normativa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para las instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Para el estudio del recurso eólico se ha recurrido al *Mapa Eólico de España*, elaborado y publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Se ha contrastado con la Aplicación de Recurso Eólico de la Agencia Andaluza de la Energía que existe para los años 2003 y 2004.

En el mapa de la figura 2.1 se muestra la distribución del viento por zonas geográficas en función de su velocidad. Las zonas marcadas en tonos azules, son las de menor velocidad de viento. La velocidad de viento aumenta conforme se va recorriendo la gama de los verdes y las más altas están marcadas en tonos rojizos oscuros.

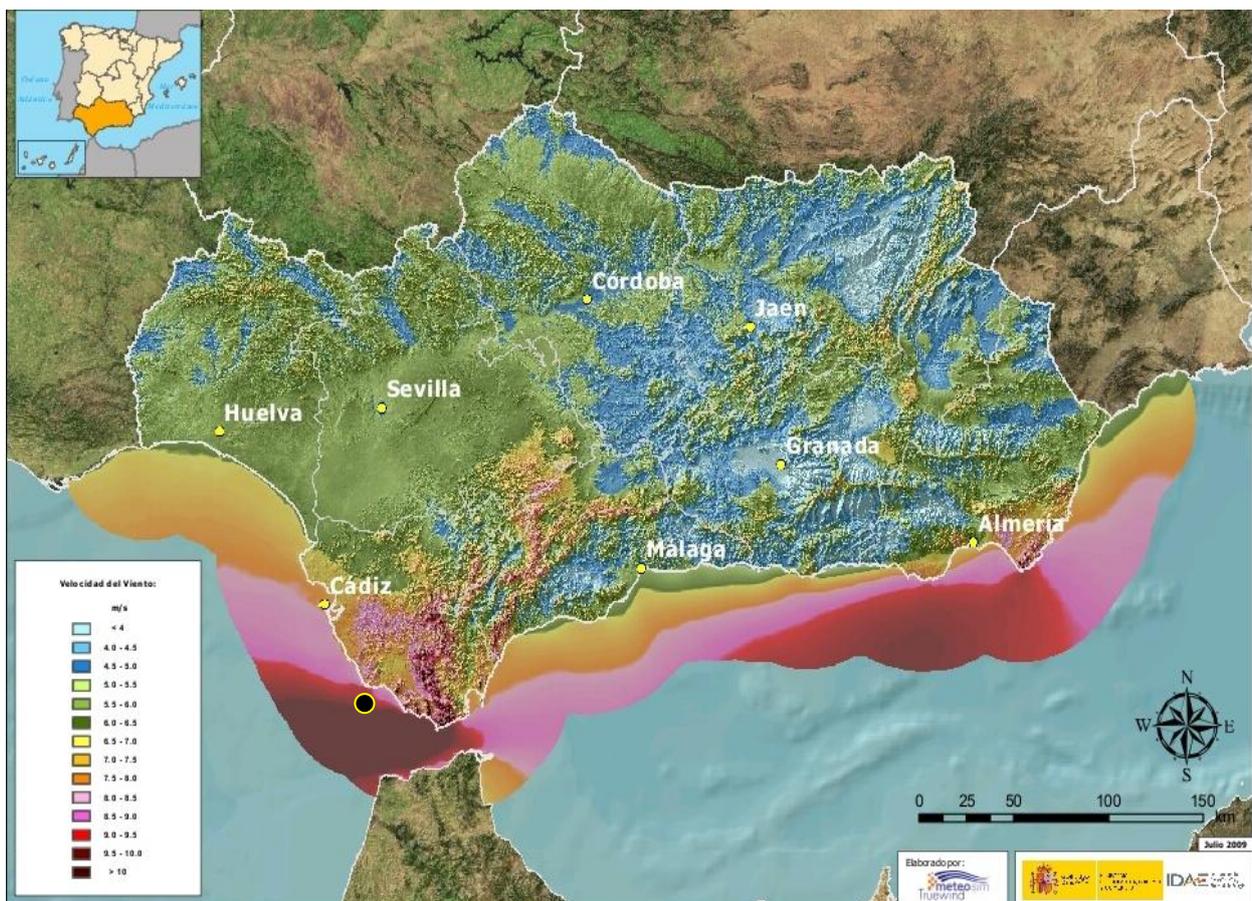


Figura 2.1. Distribución de las zonas con Viento Medio Anual a 80m de altura.

Algunas de las zonas señaladas serían un lugar idóneo para la ubicación de los parques marinos dada la alta velocidad media del viento, lo que se traduciría en buenos resultados de generación eléctrica, sin embargo no todas son viables debido a su profundidad o a las restricciones medioambientales planteadas por el Estudio Estratégico Ambiental y diversas Normativas.

En el mapa de la figura 2.2 se muestra la zonificación ambiental marina del Estudio Estratégico Ambiental (EEA) para las instalaciones de energía marina, especialmente, de la eólica. Las zonas sombreadas en verde son aptas para instalaciones marinas, las amarillas podrían ser aptas tras un estudio favorable de las mismas, mientras que en las rojas no se podrá instalar ningún tipo de instalación marina ya que afectaría negativamente a la zona.

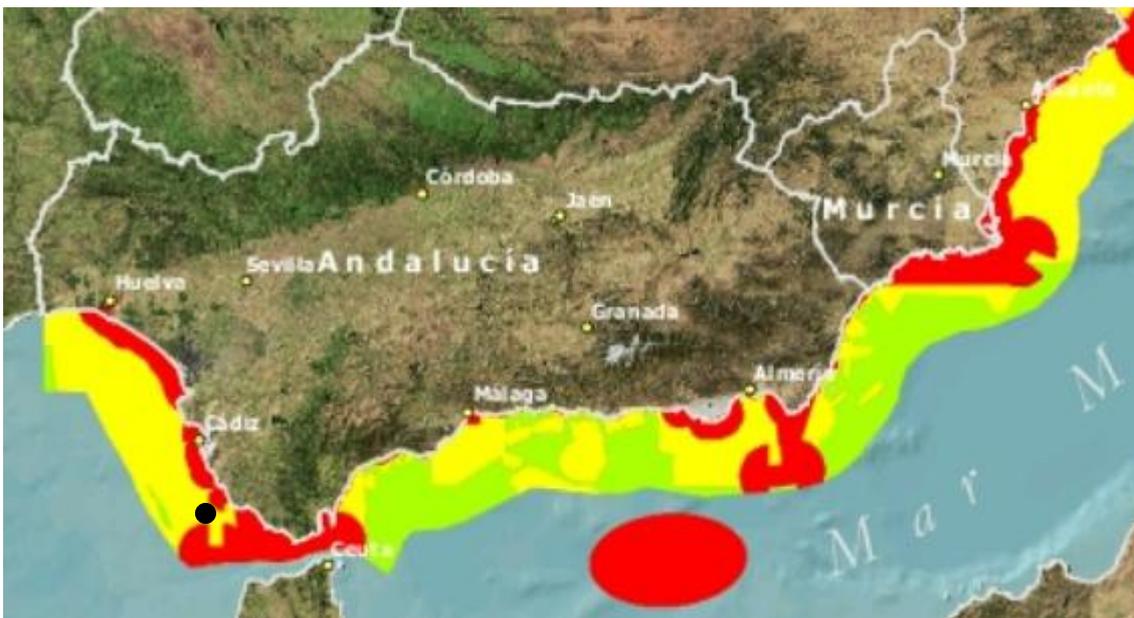


Figura 2.2. Mapa de la Zonificación Ambiental Marina.

Estudio Estratégico Medioambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos.

Fuente IDAE.

Los aspectos que se tienen en cuenta para las zonas amarillas (viables pero con condicionantes) pueden ser de carácter medio ambiental, por ejemplo, protección de la flora y fauna de esa zona, tanto marítima como aves migratorias que tengan sus rutas en la zona. También hay consideraciones económicas como la protección de las zonas de pesca ya existentes. Y, por último, urbanísticas, es decir, no se pueden situar parques offshore en zonas turísticas o cerca de áreas urbanas, debido a que puedan tener un impacto visual que perjudique al bienestar de la población de esa zona.

En el mapa de la figura 2.3 se detallan los usos y actividades que se desarrollan en la zona de estudio, que condicionarían la elección del emplazamiento.

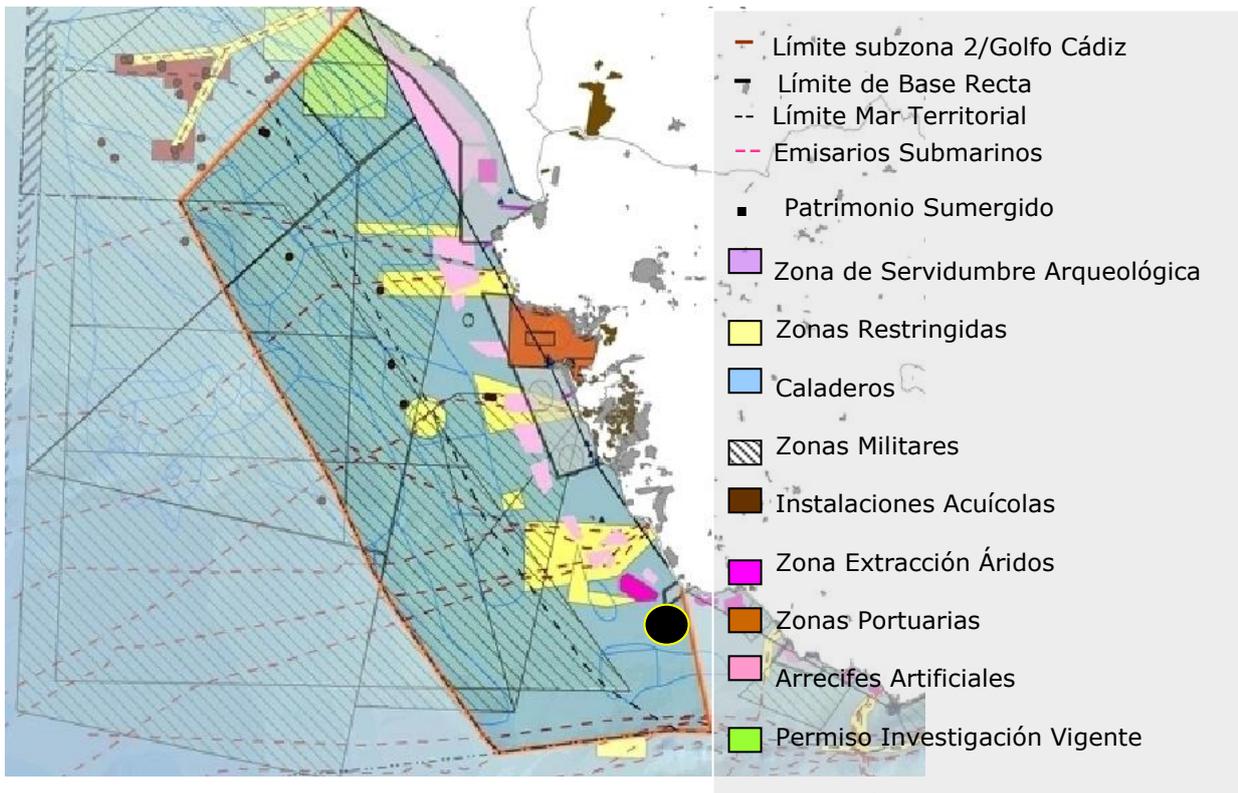


Figura 2.3. Usos y actividades. Golfo de Cádiz.

Fuente: Universidad de Sevilla

Por último, habría que tener en cuenta la profundidad del mar en la zona de estudio. Dicha profundidad condicionará la viabilidad del mismo (a más de 50 m. de profundidad no es económicamente viable su instalación con la tecnología actual de cimentación), Figura 2.4.

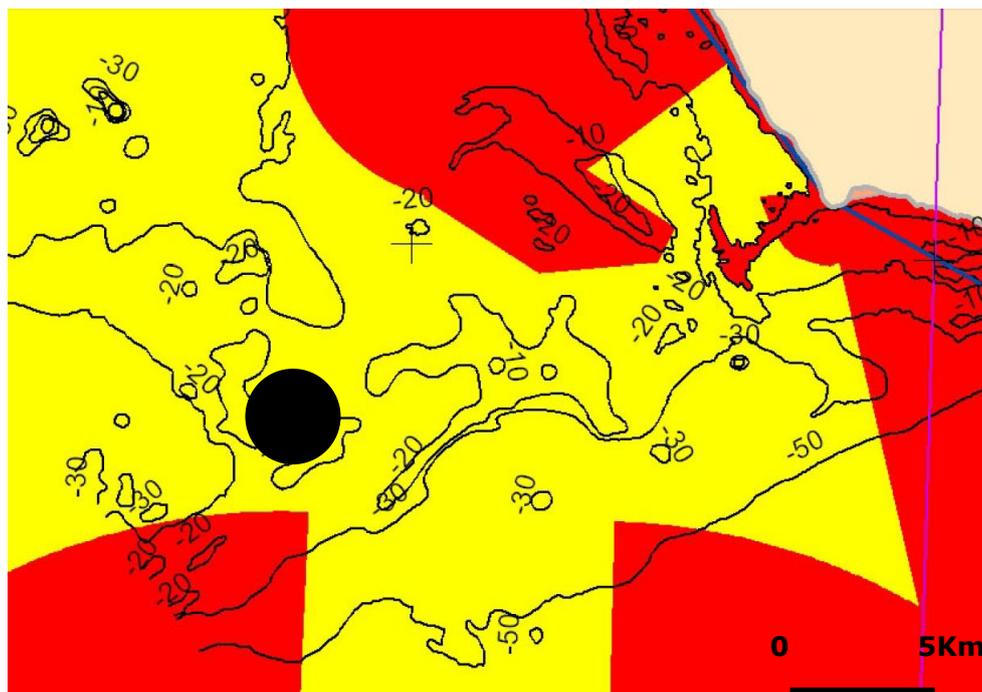


Figura 2.4. Mapa de Batimetría. Golfo de Cádiz.

Como se puede observar en el mapa de la figura 2.5, en la zona de estudio se encuentra una plataforma marina con profundidad aprovechable de hasta los 30 m, zona sombreada en color marón, para la implantación de parques marinos utilizando la tecnología de cimentación actual (cimentaciones fijas), lo que repercutiría en menores costes en la *Obra Civil*.

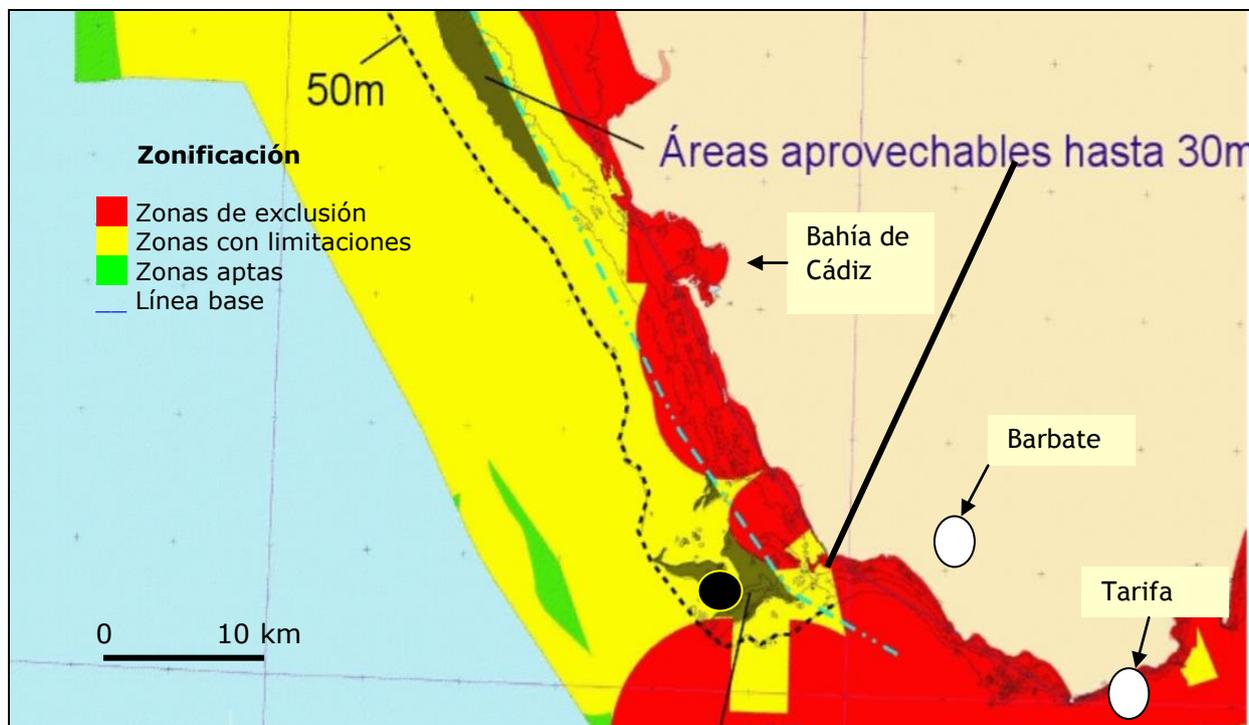


Figura 2.5. Áreas Eólicas marinas- Litoral Atlántico Andaluz.

Considerando todas las restricciones expuestas anteriormente, la ubicación finalmente elegida es al oeste del Cabo de Trafalgar en la localidad de Barbate, Cádiz, a aproximadamente 15 Km de la línea de costa, donde se encuentra una zona que cumple con las condiciones necesarias para la implementación de un parque eólico marino (PEM).

La superficie para la que se solicita la reserva del PEM, se delimita por las coordenadas UTM (European1950) de los vértices de la línea poligonal que la comprende. Dichos vértices, representados por el símbolo , a excepción del rodeado por un círculo verde que indica la subestación eléctrica offshore (Figura 2.7), se indican en la tabla 2.1:

Tabla 2.1. Coordenadas UTM del parque.

VÉRTICES POLÍGONO	
UTM	
Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
212675	4001850
210493	4001912
209766	4002411
208914	4004385
210472	4004946
211470	4004946

2.2 ESTUDIO DEL POTENCIAL EÓLICO.

Para saber si el parque eólico marino "Barbate I" es viable, es necesario realizar un estudio más detallado del viento en la zona donde se va a instalar.

La distribución del viento en el emplazamiento del parque es fundamental para determinar la distribución y distancias entre los aerogeneradores que conforman el mismo.

Para estimar la producción eólica del parque se ha utilizado el *Atlas Eólico de España* del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que ha sido desarrollado por la empresa Meteosim Truewind. La utilización del Atlas se ha debido a que es una herramienta que permite identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional.

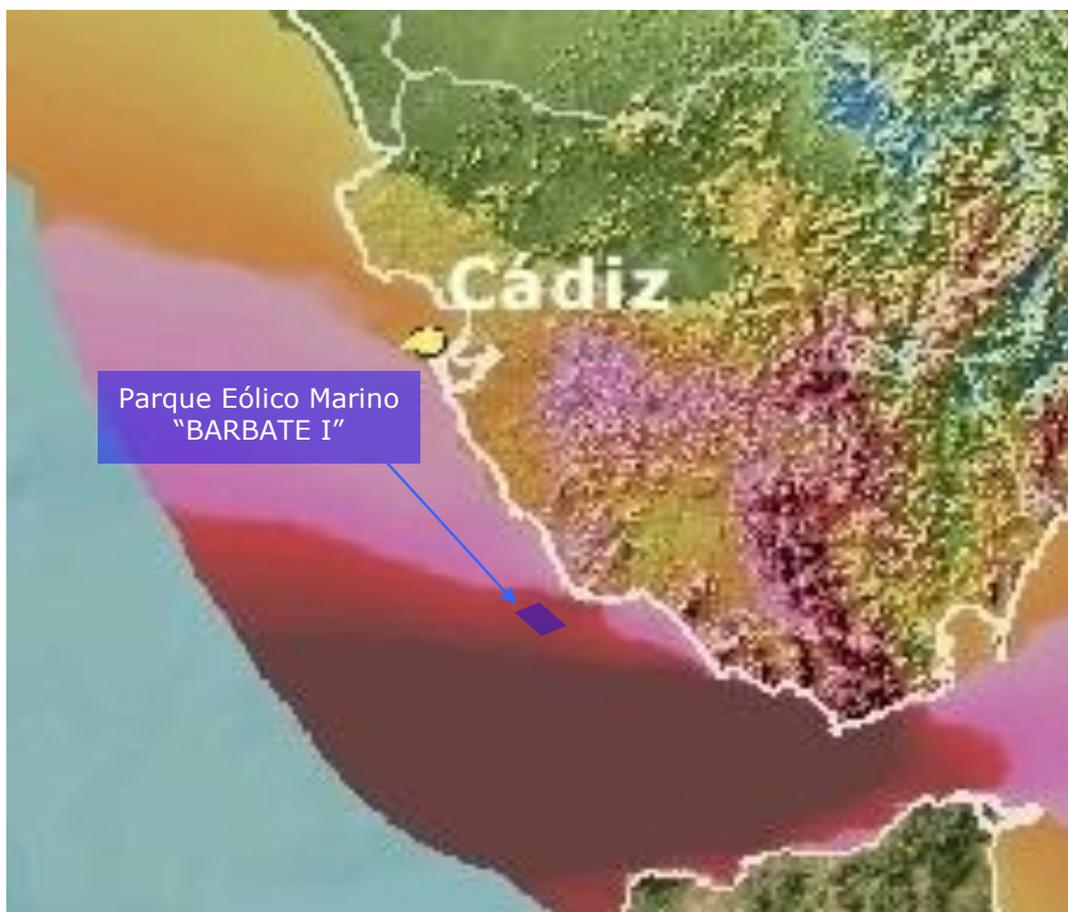


Figura 2.6. Distribución del viento en el Golfo de Cádiz.

Para este proyecto se ha estimado el recurso eólico tanto a nivel cuantitativo como direccional, a partir del nodo más próximo al punto de la poligonal que representa la subestación eléctrica offshore, punto verde, que es el punto azul cuyas coordenadas UTM son (213109, 4003354), a nuestro emplazamiento referido a la subestación marina que es el punto verde con coordenadas UTM (210909, 4003242), Figura 2.7.

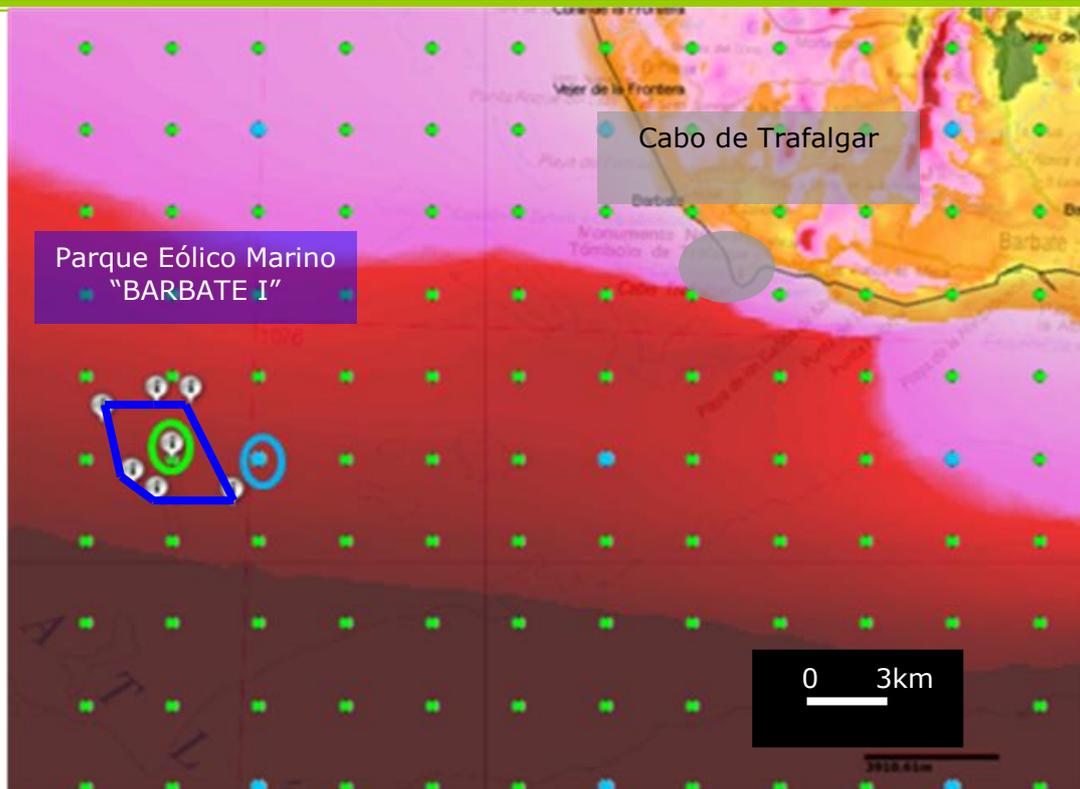


Figura 2.7. Emplazamiento elegido (círculo verde) y nodo más próximo (círculo azul).

Las dos direcciones predominantes en estas coordenadas son el E y ESE, que se corresponden con el 36.55% y 34.01% de potencia respectivamente. Con las dos direcciones anteriores se obtiene el 70.56% de la potencia eólica total en el punto de emplazamiento, Tabla 2.2 y figura 2.8.

Tabla 2.2. Distribución de velocidades de viento en el emplazamiento del parque.

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 213441,4003260					
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
ESE	13.21	14.079	34.01	16.448	2.24
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

Representación gráfica

El resto de direcciones están distribuidas uniformemente siendo el porcentaje de potencia de generación estimada del orden de 10 veces menos que el correspondiente a las dos anteriores.

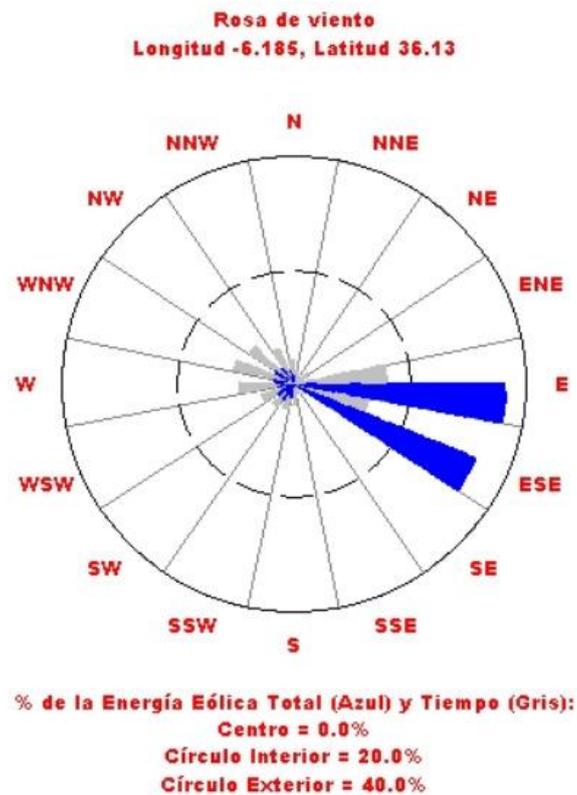


Figura 2.8. Rosa de viento en el emplazamiento del parque.

Por tanto, los aerogeneradores deben estar orientados en esas dos direcciones para maximizar la potencia generada, y separados una distancia equivalente de al menos 5 veces el diámetro del rotor para minimizar el efecto de las turbulencias que se producen entre ellos.

Para llevar a cabo la cuantificación estimada del recurso es necesario especificar los parámetros de la curva de potencia [valor de producción (kW) para cada Velocidad (m/s), según las especificaciones del fabricante] para el aerogenerador que es objeto de estimación. Para este proyecto se ha escogido un aerogenerador REpower de 5MW, cuya curva de potencia se presenta en la figura 2.9.

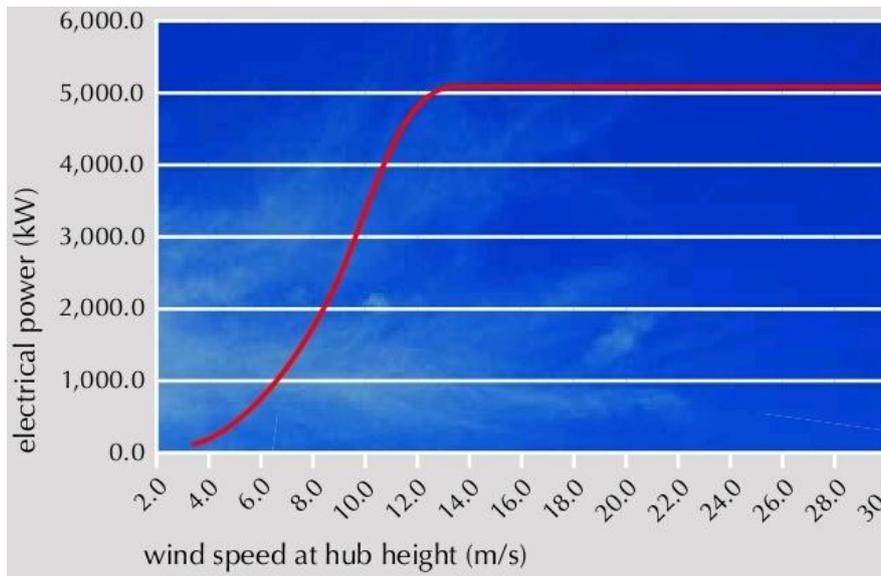


Figura 2.9. Curva de potencia del aerogenerador REpower de 5 MW.

Como resultado se obtuvieron dos valores uno de producción bruta de 21358,19 MWh/año y otro de producción neta 18154,46 MWh/año, que se corresponde con 3630 horas equivalentes. Indicar que este último valor se obtiene de aplicar un coeficiente de corrección de pérdidas global del 15%, que considera la existencia de pérdidas de producción por indisponibilidades técnicas de parque y de red, pérdidas eléctricas, efecto estela, etc. En la tabla 2.3 se detalla la generación eléctrica de un aerogenerador.

Tabla 2.3. Generación eléctrica de un aerogenerador REpower 5 MW.

Información					
Cálculo horas equivalentes					
Coordenadas UTM(m): 213041,4002960					
Elevación (m): 0					
Rugosidad (m): 0.001 Weibull C (m/s): 10.93 Weibull K (m/s): 1.971					
Pérdidas (%): <input type="text" value="15"/>					
Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	<input type="text" value="0"/>	11	<input type="text" value="3700"/>	21	<input type="text" value="5000"/>
2	<input type="text" value="0"/>	12	<input type="text" value="4500"/>	22	<input type="text" value="5000"/>
3	<input type="text" value="0"/>	13	<input type="text" value="4900"/>	23	<input type="text" value="5000"/>
4	<input type="text" value="0"/>	14	<input type="text" value="5000"/>	24	<input type="text" value="5000"/>
5	<input type="text" value="200"/>	15	<input type="text" value="5000"/>	25	<input type="text" value="5000"/>
6	<input type="text" value="550"/>	16	<input type="text" value="5000"/>	26	<input type="text" value="0"/>
7	<input type="text" value="800"/>	17	<input type="text" value="5000"/>	27	<input type="text" value="0"/>
8	<input type="text" value="1400"/>	18	<input type="text" value="5000"/>	28	<input type="text" value="0"/>
9	<input type="text" value="2200"/>	19	<input type="text" value="5000"/>	29	<input type="text" value="0"/>
10	<input type="text" value="2900"/>	20	<input type="text" value="5000"/>	30	<input type="text" value="0"/>
21358.19466 Producción bruta (MWh/año)					
18154.46546 Producción neta (MWh/año)					
<input type="button" value="Calcular"/>					

Es necesario indicar que estos resultados llevan asociados una incertidumbre y que no todos los aerogeneradores comerciales pueden implantarse en el emplazamiento determinado con garantías técnicas, esto es, la modelización del Atlas Eólico no puede estimar la clase de emplazamiento. Por tanto, para la determinación precisa del recurso deben realizarse campañas de prospección in situ durante el tiempo suficiente y con la instrumentación adecuada.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

La instalación al completo del parque estará formada por los aerogeneradores, la subestación Offshore y la línea de conexión que evacua la electricidad generada a través de una subestación de alta tensión de Red Eléctrica, figura 2.10.

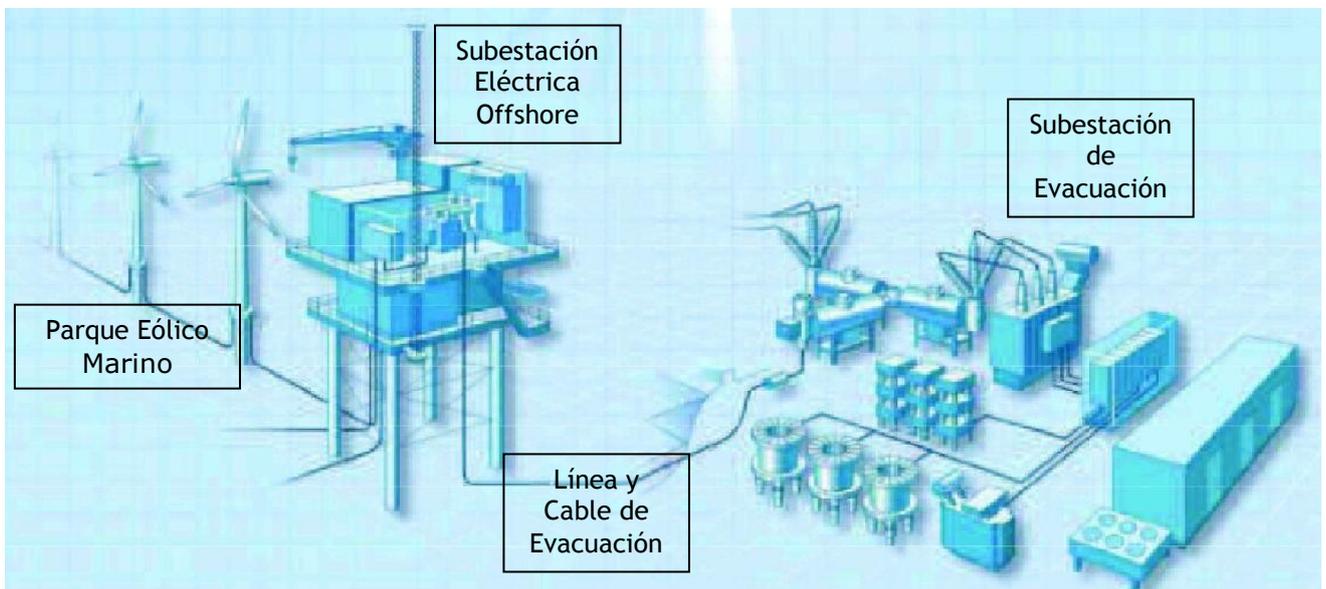


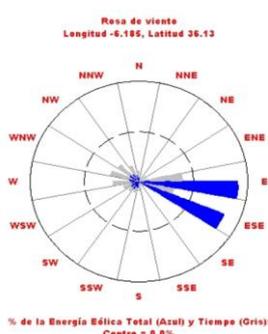
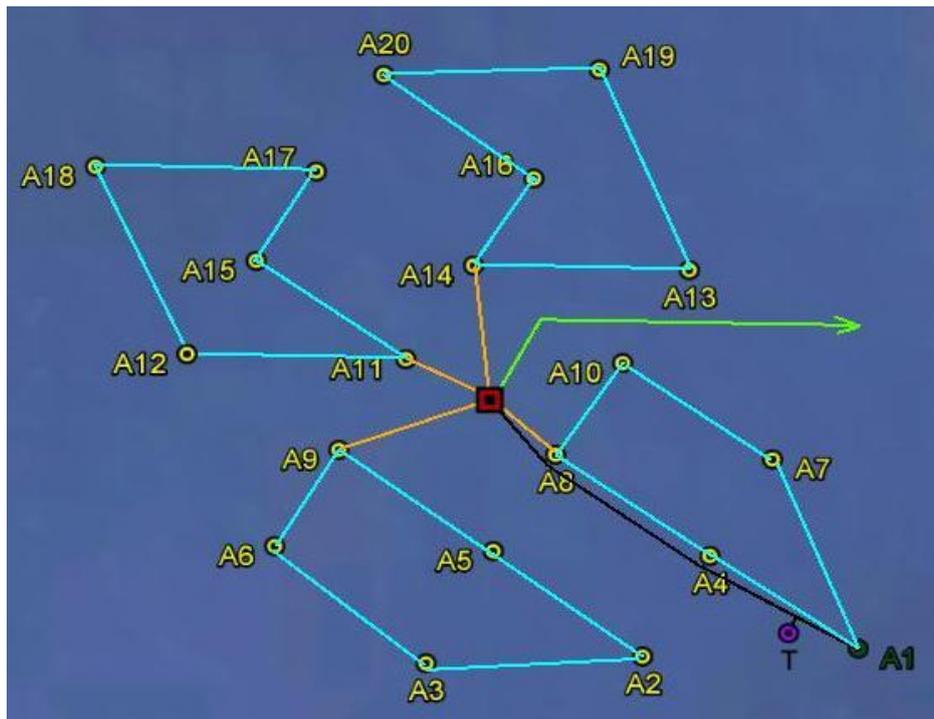
Figura 2.10. Esquema general de una instalación completa offshore: parque, subestación y conexión a la Red Eléctrica de transporte.

2.3.1 DISEÑO DEL PARQUE.

El parque estará formado por 20 aerogeneradores de Clase 5 MW, dispuestos en distribución "al tresbolillo", y separados una distancia de 1008 m, correspondiente a 8 veces el diámetro del rotor, tanto en la dirección predominante del viento (E y ESE) como en la dirección perpendicular al viento predominante, figura 2.11. Con ello se consigue optimizar la superficie ocupada por el parque que será de 7.5 km². De esta manera, se evita cualquier efecto sobre el rendimiento de las turbinas debido a las turbulencias generadas por ellos mismos (efecto estela).

Los aerogeneradores se interconectarán en paralelo en cuatro grupos de circuitos de cinco aerogeneradores cada uno, que conectarán a la barra de 33kV de la subestación Offshore. El parque se divide en cuatro grupos para garantizar, en caso de que falle alguno de ellos, que solo se vea afectada una parte de la generación eléctrica.

Dos de los cuatro grupos de cinco aerogeneradores cada uno se colocará a un lado de la subestación y los otros dos al otro lado de la misma, así se aprovecha la simetría de la disposición para conseguir reducir al mínimo la longitud de cable empleada para su interconexión.



- Subestación Offshore
- Aerogenerador 5MW
- Desarrollo de Experimentos
- Torre de Mediciones y Observaciones
- Línea Media Tensión 33 Kv- Red Interior Parque Comercial
- Línea Media Tensión 33 kV- Red Interior Parque Comercial
- Línea Media Tensión 10 kV- Parque Experimental
- Línea de Evacuación - Alta Tensión 220 kV

Figura 2.11. Configuración del parque “Barbate I”.

2.3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS AEROGENERADORES.

La potencia generada, en condiciones nominales, por cada uno de los aerogeneradores es de 5 MW y el diámetro del rotor es de 126 m. Es uno de los modelos comerciales más grande y está diseñado especialmente para funcionar en instalaciones offshore.

Cada aerogenerador consiste en un rotor, dotado de tres palas con diseño aerodinámico, que capta la energía del viento y la transforma en energía mecánica de rotación. El movimiento rotacional se transmite a través de un eje y varias etapas de multiplicadoras a un generador cuya función es la producción de energía eléctrica.

Los elementos citados se sitúan sobre una góndola, soportada a su vez por una torre. La altura de la torre tendrá que ser la suficiente para que las olas no choquen con las palas, así se evitan daños en estas últimas tanto por esfuerzos mecánicos como por corrosión.

La altura de torre de los aerogeneradores se obtiene sumando el semidiámetro del rotor y la altura máxima de ola prevista en la zona. La altura media de ola producida por el viento registrada en la zona es de 2,7 m. A ese valor se le sumarán 3 m para disponer de un margen de seguridad. Luego, para el dimensionamiento de la torre se considerará la altura de 6 m.

Como el rotor tiene 126 metros de diámetro, su semidiámetro medirá 63m. Sumando ambos valores, la altura de la torre será: $63+6=69$ metros sobre el nivel del mar.

La turbina tiene un rotor de tres palas con un sistema de regulación de paso (pitch) para optimizar la generación de electricidad.

Las palas están hechas de epoxi reforzado con fibra de vidrio, son de una sola pieza para lograr la mejor calidad y acabado, y su diseño es aerodinámico.

Se ponen en posición "bandera" para minimizar las cargas debidas al viento mientras permanece en reposo en condiciones extremas de viento.

El buje del rotor está moldeado en fundición dúctil y va ajustado al eje principal con una conexión de bridas. Es suficientemente amplio como para proporcionar un entorno de trabajo confortable dentro de la estructura para dos técnicos de servicio durante el mantenimiento de las conexiones con pernos y los cojinetes de paso.

El eje principal está forjado en aleación de acero y es hueco para transferir la corriente y las señales al sistema de paso de las palas.

El multiplicador tiene un diseño helicoidal, equipado con sistemas de refrigeración y filtrado de alta capacidad que garantizan unas condiciones óptimas de funcionamiento.

El generador es una máquina asíncrona totalmente cerrada con rotor en cortocircuito, que no requiere anillos rozantes. Está ventilado y refrigerado internamente con un intercambiador de calor aire-aire. Dispone de un freno mecánico como sistema de seguridad secundario de la turbina.

Un ordenador industrial estándar constituye la base del controlador de la turbina. El controlador dispone de autodiagnóstico.

El sistema de conversión de potencia permite el funcionamiento del generador con velocidad, frecuencia y tensión variables, al tiempo que suministra corriente a frecuencia y tensión constantes al transformador de media tensión. El sistema de conversión de potencia es un equipo modular para un mantenimiento fácil.

La potencia se transfiere mediante corriente continua desde el rectificador instalado en la góndola, hasta el inversor colocado en la base de la torre, minimizando con ello las pérdidas en los cables y evitando las complicaciones de un transformador montado en la góndola.

La turbina eólica funciona automáticamente, con arranque independiente cuando el viento alcanza una velocidad media de 3-5 m/s. Durante el funcionamiento por debajo de la potencia nominal, el ángulo de paso y la velocidad del rotor se ajustan de forma continua para maximizar la eficiencia aerodinámica. La potencia nominal se alcanza con una velocidad de viento de 13-14 m/s, y para velocidades mayores del viento, la salida se regula a la potencia nominal. El ajuste de velocidad durante la regulación de potencia minimiza las cargas dinámicas sobre el sistema de transmisión. Si la velocidad media del viento supera el límite operativo máximo de 25 m/s, la turbina se apaga mediante la colocación en bandolera de las palas. Una vez que el viento cae por debajo de la velocidad de re arranque, el sistema de seguridad vuelve a ponerlo en funcionamiento automáticamente.

La turbina está equipada con el sistema SCADA que ofrece control remoto y una serie de vistas de estado e informes útiles utilizando Internet. Además cuenta con un sistema web de Control del Estado de la Turbina que efectúa en tiempo real y de manera continua diagnósticos precisos sobre la situación de los principales componentes de la turbina y emite alertas anticipadas de posibles fallos de componentes.

Cumple con todos los requerimientos de red existentes en los mercados más relevantes. El control de voltaje y frecuencia y otros ajustes relacionados con la red se pueden implementar mediante SCADA, además la turbina tiene capacidad de continuar operando aún frente a huecos de tensión.

En la tabla 2.4 se detalla la información técnica relevante para el aerogenerador elegido.

Tabla 2.4. Especificaciones Aerogeneradores.

Technical data	
Design data	
Rated power	5,075 kW
Cut-in speed	3.5 m/s
Rated wind speed	14.0 m/s
Cut-out speed	25.0 m/s onshore 30.0 m/s offshore
Type class	Offshore IEC IB, REpower S-Classes Onshore IEC IB, IEC IIA
Rotor	
Diametre	126.0 m
Rotor area	12,469 m ²
Rotor speed	7.7–12.1 rpm (+15.0 %)
Rotor blade	
Length	61.5 m
Type	GFRP shell construction, pre-bent
Yaw system	
Type	Externally geared four-point bearing
Drive system	Gear motors with multi-disc brakes
Stabilisation	Disc brake with hydraulically operated brake shoes
Gear system	
Type	Two helical planetary stage and one spur gear stage
Transmission ratio	$i = \text{approx. } 97$
Electrical system	
Generator type	Double-fed asynchronous generator, 6-pole
Rated power	5,075 kW
Rated rotor voltage	660 V
Rated stator voltage	950 V
Rated speed	750–1,170 rpm (+15.0 %)
Generator protection class	IP 54
Converter type	Pulse-modulated IGBTs
Power control	
Principle	Electrical blade angle adjustment – pitch and speed control
Tower	
Type	Steel tube tower
Hub height	117 m onshore approx. 85–95 m offshore (depending on site conditions)
Foundation	
Onshore	Reinforced concrete foundation, depending on site conditions
Offshore	Substructure suitable for actual site
Safety system	
<ul style="list-style-type: none"> ■ Individually adjustable blades (electrically controlled) – fail-safe system ■ Extensive temperature and speed sensing system including builtin redundancy ■ Fully integrated lightning protection ■ Automatic fire protection system ■ Shielded cables protecting people and machinery ■ Rotor holding brake with soft-brake function 	

2.3.3 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Los aerogeneradores producirían electricidad a una tensión alterna de 950 V. Dicha electricidad se transformará a una tensión alterna de 33 kV para su transporte hasta la subestación offshore.

La transformación se realizará en el centro de transformación ubicado en la base de cada una de las torres metálicas de los aerogeneradores. La unión a la red de media tensión se hará mediante cables de potencia tendidos directamente sobre el lecho marino.

El centro de transformación de cada aerogenerador constará de los siguientes elementos:

- Transformador.
- Celda de protección.
- Cables y conexiones.
- Material de seguridad.

2.3.3.a Transformador.

Es el encargado de elevar la tensión de los 950 V de generación de las turbinas a los 33 kV de media tensión de interconexión de los aerogeneradores entre sí y con la subestación offshore. Su potencia tendrá que ser suficiente para dar salida a los 5MW de generación máxima. Considerando un factor de potencia de 0.8, tendrá que soportar un mínimo de 4MVA.

El transformador será del tipo seco, encapsulado en resina epoxi, de 5.000 kVA de potencia, relación de transformación 950/33.000 V, con protección contra sobre temperaturas.

El transformador no utiliza aceite para su refrigeración por lo que se minimizan los trabajos de mantenimiento, está especialmente diseñado para trabajar bajo condiciones ambientales duras y en atmósfera salina.

En la figura 2.12 se muestra un esquema del transformador.

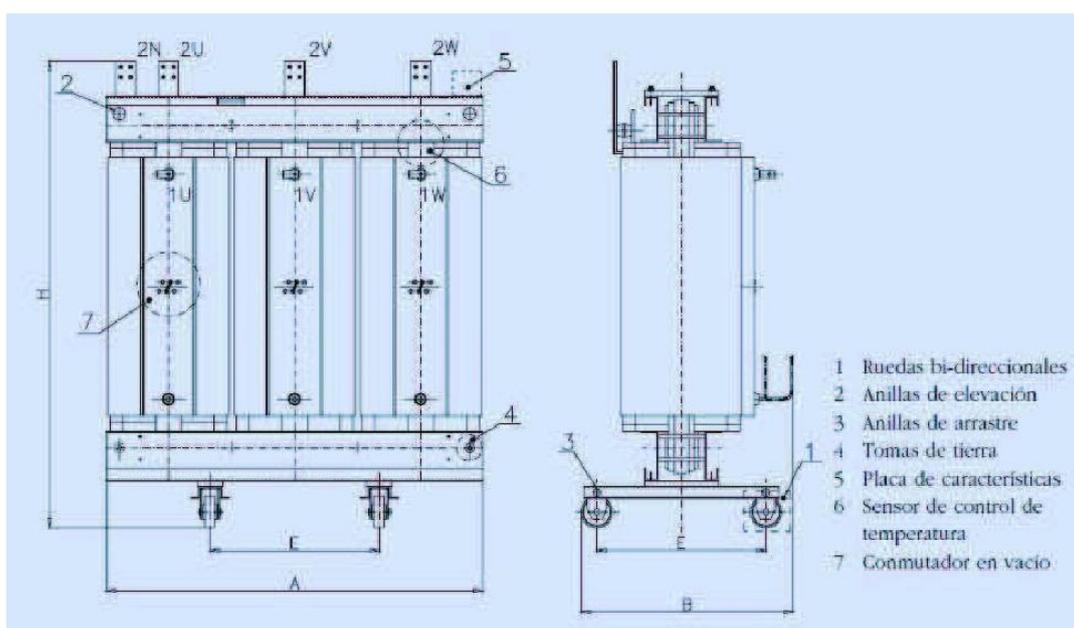


Figura 2.12. Diseño del transformador.

2.3.3.b Celdas de protección.

Las celdas serán blindadas y aisladas con SF₆. El aislamiento en gas SF₆, al tener mayor capacidad dieléctrica que la del aire, permite que las celdas sean de menor tamaño y puedan ubicarse los componentes que albergan las mismas más cerca unos de otros. También, el SF₆ evita el deterioro de los componentes de las celdas por las condiciones atmosféricas en alta mar.

Las celdas deberán soportar la tensión máxima del material, que para los 33kV que estamos transportando es 36kV y albergar en su interior los aparatos de maniobra medida y protección necesarios. También a través de ellas se interconectarán entre si los aerogeneradores de cada grupo del parque.

En la figura 2.13 se puede observar el lugar en el que se encontrarían situadas las celdas dentro de un aerogenerador.

Las celdas tienen las siguientes prestaciones:

- Aislamiento integral en gas proporcionando insensibilidad frente a entornos ambientales agresivos.
- Seguridad para las personas e instalaciones.
- Optimización de costes de explotación debido a su bajo mantenimiento.
- Modularidad y extensibilidad, posibilitando la ampliación futura sin sustituir el equipo completo.



Figura 2.13. Disposición de las celdas en un aerogenerador.

Las características de las celdas son las que se indican a continuación:

- Nivel de tensión nominal: 33 kV
- Tensión máxima del material: 36 kV
- Intensidad Nominal: 400 A
- Intensidad de Cortocircuito: 16 kA
- Frecuencia 50 Hz.

Estas características serán también las de todos los elementos que se encuentren en ellas, tales como embarrados, fusibles, etc. Las celdas vienen fabricadas con toda la aparamenta necesaria integrada ya en ellas salvo el transformador, que ya se ha seleccionado anteriormente.

2.3.3.c Cableado de los aerogeneradores.

El cableado de interconexión de los aerogeneradores entre sí y con la subestación offshore se realizará mediante cuatro cables BS7870 - 4.10 de Nexans, submarinos unipolares de corriente alterna. El cálculo de la sección de los cables y las características de los mismos se encuentran en el capítulo nº5 y en el documento nº6, respectivamente, del presente proyecto.

Algunas características del cable son las siguientes:

- Tensión nominal: 33kV
- Tensión máxima del material (Um): 36 kV
- Intensidad nominal: 460 A
- Sección del conductor: 185 mm²
- Material del conductor: Aluminio
- Material del aislamiento: XLPE

El cable consta de las siguientes partes:

- 1) Revestimiento exterior que sirve de envoltura como protección mecánica, química, etc.
- 2) Armadura: recubrimiento metálico que sirve como protección mecánica del cable.
- 3) Cubierta interna o relleno: aislante de relleno de huecos entre cintura y alma (conjunto formado por el conductor y el aislante)
- 4) Pantalla: capa formada por hilos o cinta de material conductor en hélice y puesto a tierra para conseguir que el campo eléctrico en el aislamiento sea radial.
- 5) Capa semiconductor externa: mezcla semiconductor que hace homogénea la superficie de la pantalla.
- 6) Aislamiento: elemento dieléctrico que aísla el conductor de la pantalla o del resto de conductores.
- 7) Capa semiconductor interna: mezcla semiconductor que homogeniza la superficie del conductor y a su vez el campo eléctrico.

8) Conductor: elemento destinado a conducir la corriente, formado por varias cuerdas, compactadas y a veces sectorizadas.

En la figura 2.14 se muestra la distribución de las capas descritas anteriormente en un conductor tipo.



Figura 2.14. Esquema general de un cable submarino Unipolar.

2.3.3.d Servicios Auxiliares.

El sistema de alimentación de servicios auxiliares en los aerogeneradores viene preinstalados en cada uno de los aerogeneradores. Estos consumos no varían la generación total producida por los mismos.

Los servicios auxiliares consisten en:

- Equipos de regulación.
- Unidad hidráulica.
- Alumbrado.
- Maniobra de góndola y torre.

2.3.4 PROTECCIONES.

2.3.4.a POSICIONES DE ENTRADA DE LOS AEROGENERADORES.

La interconexión entre los veinte aerogeneradores que constituyen el parque "Barbate I" está dividida en cuatro circuitos que conectan a cinco aerogeneradores. Dichas líneas de circuito llegan a la subestación offshore a 33kV.

La protección de las cuatro líneas se realiza con la función de sobreintensidad de neutro (51N) debido a que se tratan de líneas cortas.

Se usará el relé Siemens 7SJ46 por posición de entrada a la subestación. El relé dispone de arranque por temporización o tiempo inverso. Se Utilizará la de tiempo inverso, que proporciona una actuación más rápida en caso de falta severa protegiendo mejor a la línea y los aerogeneradores conectados a ella.

2.3.4.b PROTECCIONES DE LOS AEROGENERADORES.

Los aerogeneradores tienen sus propias protecciones, las celdas de los centros de transformación ubicadas en su base contienen fusibles que realizan estas funciones, así que no sería necesario instalar protecciones adicionales.

2.3.5 CIMENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Una de las principales limitaciones de los parques offshore y donde se originan gran parte de los costes es la cimentación o soporte de los aerogeneradores en las profundidades marinas.

Las cimentaciones se pueden clasificar en dos tipos: cimentaciones fijas al suelo o plataformas flotantes. El uso de un tipo u otro depende de la profundidad a la que se vaya a ubicar el parque. Para grandes profundidades marinas solo las plataformas flotantes son viables, su desarrollo a nivel mundial se manifiesta actualmente en dos instalaciones de carácter experimental en Noruega y Portugal. Su uso encarecería notablemente el coste del parque (figura 2.15).

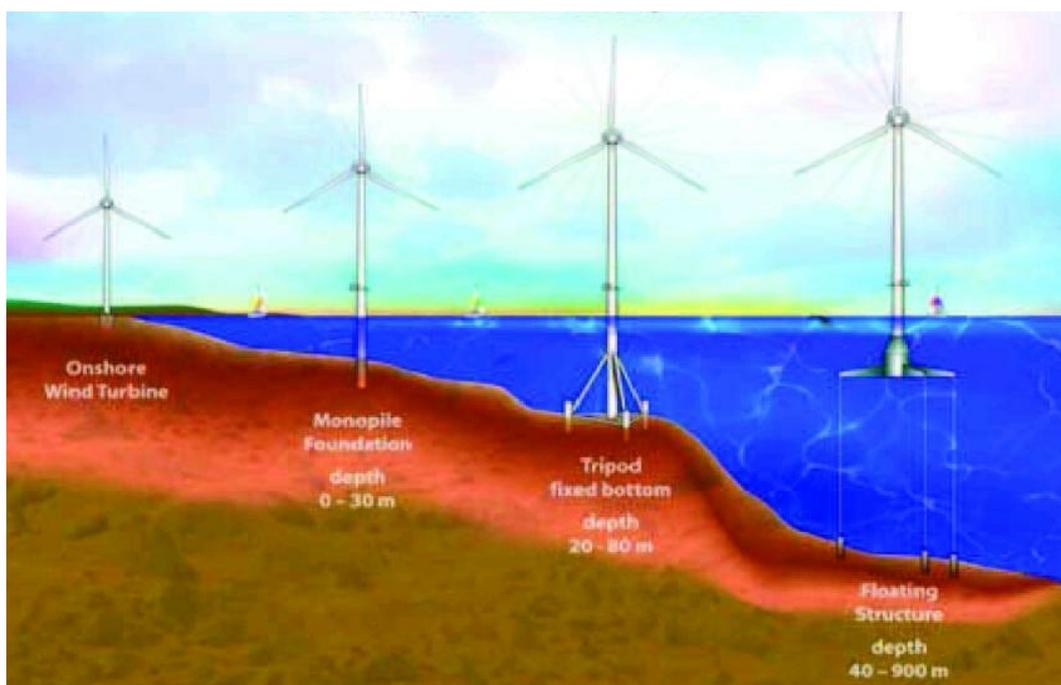


Figura 2.15. Cimentaciones de loa aerogeneradores en función de la profundidad.

Como se puede observar en el mapa de la batimetría de la zona de estudio, figura 1.16, en la ubicación elegida las profundidades no son mayores de 50 m en ningún punto, por lo que es totalmente viable la utilización de cimentaciones.

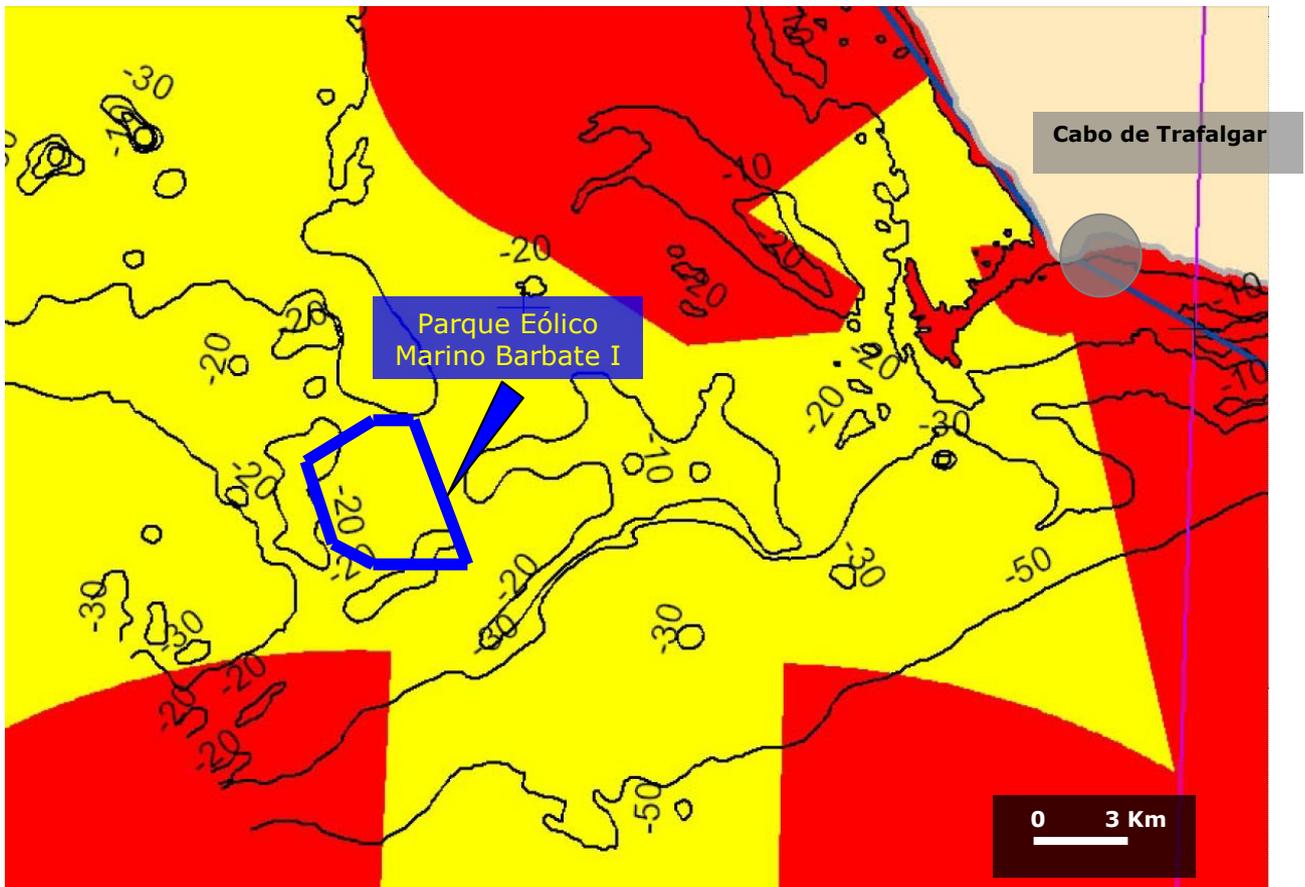


Figura 2.16. Mapa de batimetría de la zona de estudio.

Hay cuatro tipos de cimentaciones que se puede emplear, cada una de ellas es adecuada para un tipo de suelo y una profundidad determinados.

Para poder elegir la cimentación que mejor se adapte a las necesidades de la ubicación elegida se analizará a continuación las cualidades principales de cada tipo.

2.3.5.a Cimentación de gravedad

Consiste en una gran base plana y alargada de hormigón apoyada sobre el fondo marino. Éste tiene que ser sólido y se necesita acondicionar antes de ejecutar la base. Se limita su aplicación a profundidades reducidas (hasta 15m).

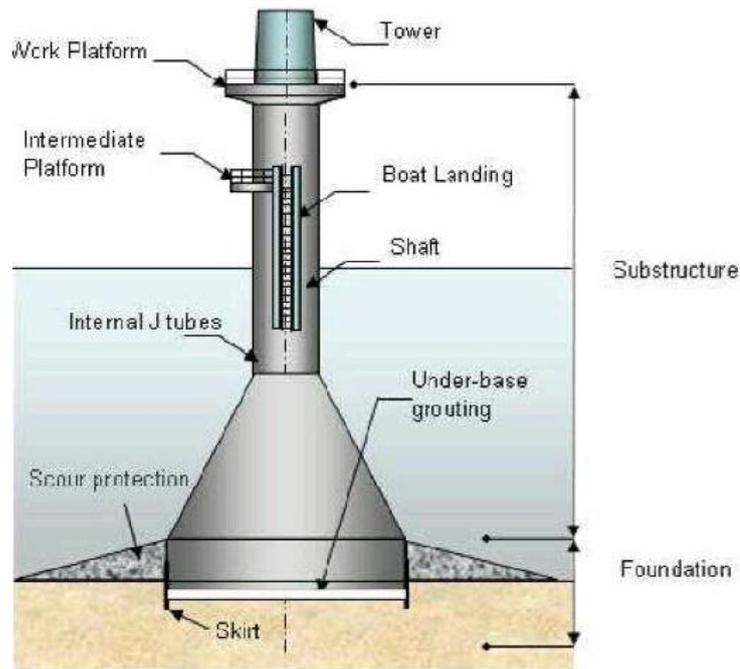


Figura 2.17. Pilote por Gravedad

2.3.5.b Monopilote

Consiste en un alargamiento de la torre, que se introduce en una perforación que se hincan o se perfora en el fondo submarino. Se aplica para profundidad de 20 a 30 m. Es una estructura complicada que depende mucho del tipo de suelo en el que se instale. Esto puede derivar en problemas de resistencia a esfuerzos o incluso en problemas de resonancia y vibraciones.

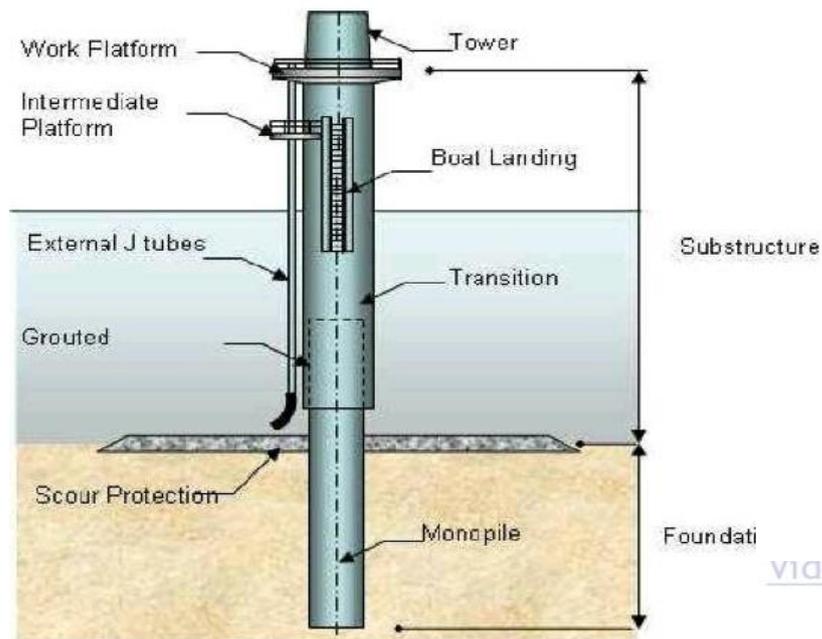


Figura 2.18. Cimentación Monopilote

2.3.5.c Trípedo

La torre del aerogenerador descansa sobre 3 o más pilotes. A día de hoy es considerada la solución óptima a la cimentación de aerogeneradores. Se puede utilizar a profundidades mayores que la anterior, hasta 40 a 50 m, sin llegar a los elevadísimos costes de las plataformas flotantes.

Adapta el diseño del monopilote realizando con el mismo mecanismo de perforación tres pilotes en lugar de solo uno. Tiene tres puntos de apoyo por ello es más estable y resiste mejor las cargas momentáneas sobre el aerogenerador.

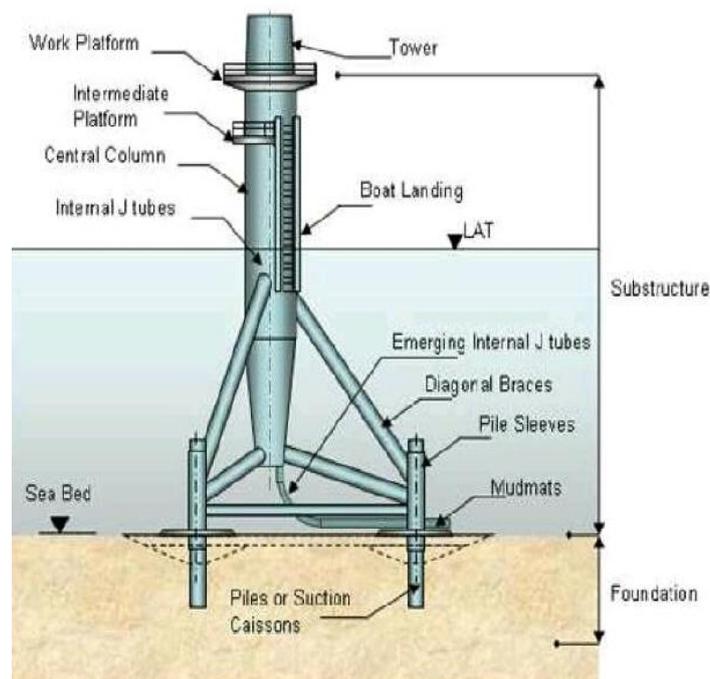


Figura 2.19. Cimentación Trípedo

2.3.5.d Celosía o Jacket

La torre del aerogenerador se apoya en cuatro pilotes. Este tipo de cimentación surge de la tecnología de las plataformas petrolíferas marinas. Se puede utilizar hasta profundidades de 40 a 50 m. Su coste es más elevado que el de trípedo pero sin llegar al de las plataformas flotantes.

El hecho de que se haya utilizado con éxito ya en instalaciones petrolíferas a profundidades de 40m, hace que en cierta medida su viabilidad esté garantizada para los parques Offshore.

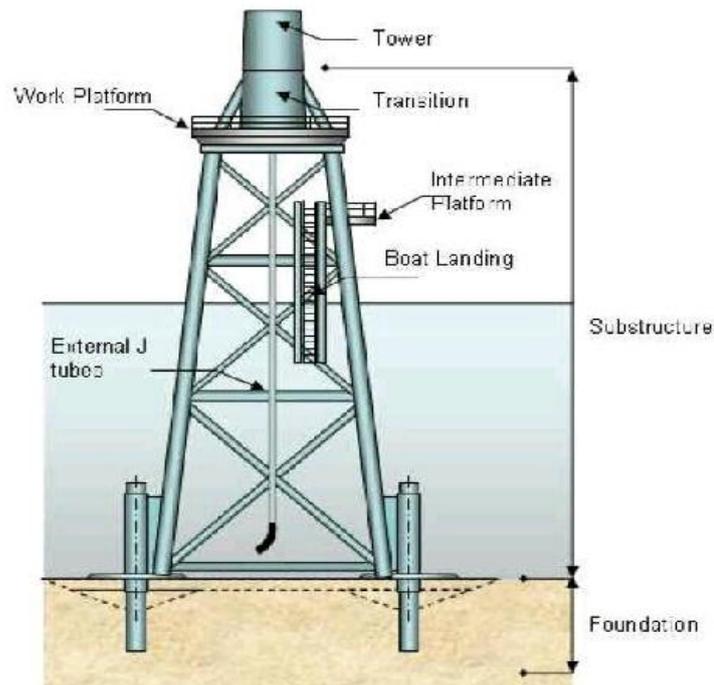


Figura 2.20. Cimentación Jacket.

2.3.5.e. Elección de la cimentación

A la vista de los resultados del “estudio geofísico del área de Trafalgar”, a las profundidades existentes en la zona de emplazamiento del parque, y a falta de estudios geotécnicos específicos en la misma, se descartan las tipologías de cimentación por gravedad y monopilote.

A la vista de los resultados del “estudio geofísico del área de Trafalgar”, a las profundidades existentes en la zona de emplazamiento del parque, y a falta de estudios geotécnicos específicos en la misma, se descartan las tipologías de cimentación por gravedad y monopilote.

Valorando las dos opciones de cimentación restantes, la opción más recomendable para este parque sería la de jacket. Se ha llegado a la elección de la misma por varios motivos. Primero, la cimentación tipo jacket es la idónea para el tipo de suelo existente en la zona del área de Trafalgar, que consiste en arena y roca.

Segundo, en los astilleros del puerto de Puerto Real, localidad a 45 km de Barbate, se construyeron en el pasado prototipos de estas estructuras para la empresa ACCIONA, y actualmente se están fabricando estructuras tipo celosía para instalaciones petrolíferas. Así que ya se dispone de la logística y experiencia para poder llevar a cabo la construcción de la cimentación.

Por último, como está planteado instalar criaderos para peces en el parque, la geometría de la estructura de celosía permite la instalación de jaulas para peces en el espacio disponible entre los cuatro postes de la misma.

2.3.5.f. Altura de la cimentación

La altura de la cimentación Jacket se determina sumando la altura de la ola centenaria registrada en la zona de emplazamiento del parque, corregida con un factor de seguridad, y la profundidad del lecho marino en el mismo.

Tanto la altura de la ola centenaria como la profundidad se miden tomando como nivel de referencia al Nivel del Mar Normalizado (NMN = 0m).

En el caso del parque "Barbate I", la altura de la ola centenaria registrada en el Gofo de Cádiz es de 17 m. Dicho valor se multiplica por el factor corrector de 1,25 para disponer de un margen de seguridad ($17 \times 1,25 = 21,3\text{m}$ redondeando 22m).

La profundidad en los emplazamientos proyectados para los aerogeneradores no llega a los 30 m, pero a efecto de cálculos se considerará la profundidad de 30 m.

Sumando ambos valores, la altura de la fundación Jacket será: $22 + 30 = 52$ metros.

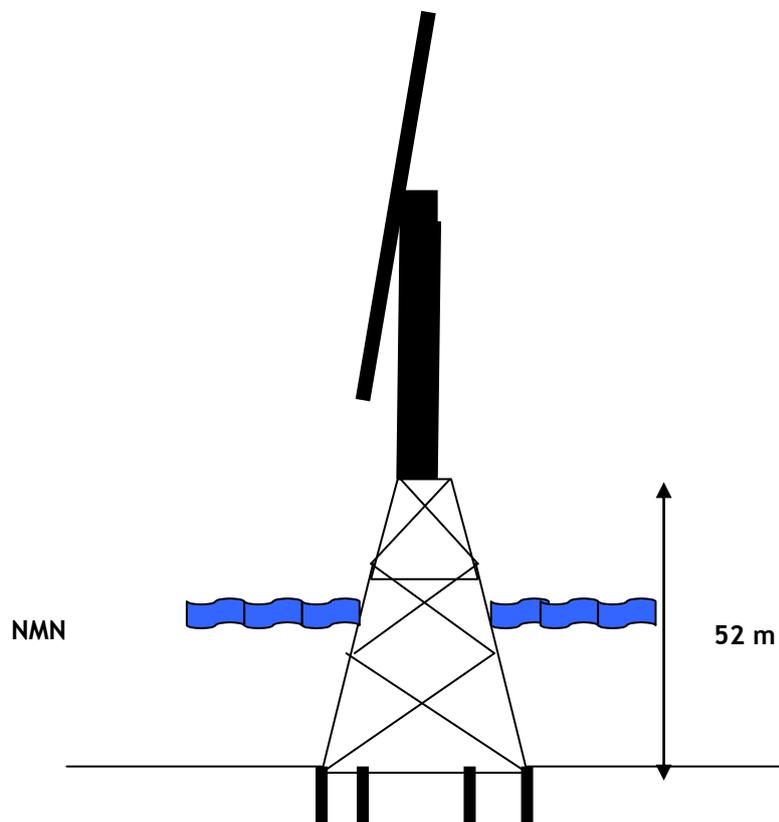


Figura 2.21. Altura de la Cimentación Jacket.

Capítulo 3

DISEÑO DE LA SUBESTACIÓN OFFSHORE

3.1 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA OFFSHORE.

La subestación transformadora offshore conectará el parque eólico "Barbate I" con la Red Española de Transporte. Su función será elevar la tensión de salida de los aerogeneradores de 33 kV a los 220 kV de la de la línea de transmisión.

La subestación eléctrica transformadora se emplazará sobre una plataforma de celosía (Jacket), la misma que la de los aerogeneradores, en el centro del parque (entre los aerogeneradores A8 y A11), a una cota batimétrica de -19 m y unos 15 Km de la línea de costa del cabo de Trafalgar. Ésta distancia va a ser la distancia mínima de tendido del cable submarino de evacuación de Alta Tensión.

Las coordenadas UTM (European1950) de la subestación offshore son las siguientes, tabla 3.1:

Tabla 3.1.Coordenadas de la subestación transformadora offshore 33/220 KV

Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
210909	4003242

Las dimensiones de la subestación offshore serán de 800 m² (superficie típica para subestaciones de estas características), distribuidas en tres niveles. En el nivel inferior se instalará el cableado en lo que se refiere a distribución y acometidas de los cables de media y alta tensión. En el nivel intermedio se instalarán los equipos transformadores de potencia, celdas de media tensión, instalación blindada de alta tensión, sala de control y demás equipos auxiliares. En el nivel superior se emplazará el helipuerto, la grúa de elevación de las embarcaciones de mantenimiento y el acceso al resto de los niveles, figura 3.1.

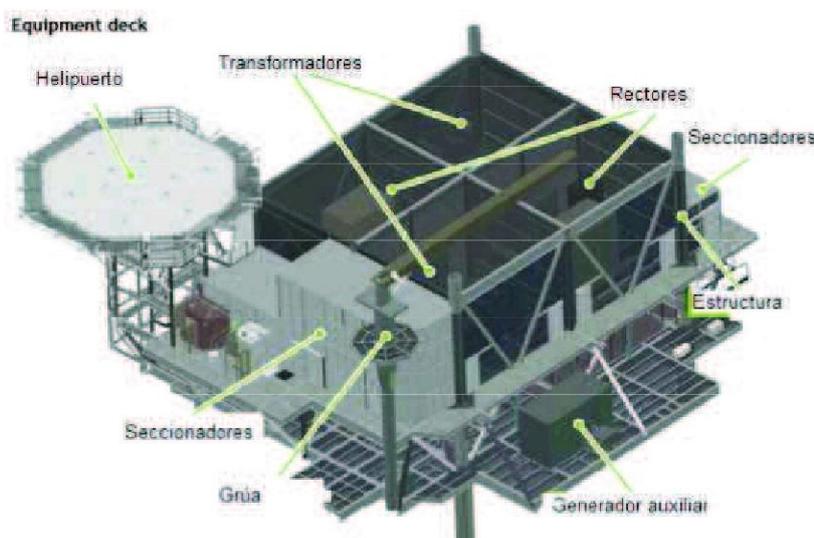


Figura 3.1. Equipamiento de una subestación offshore.

La subestación tendrá una única entrada dispuesta de cinco posiciones, una para cada uno de los cuatro circuitos de evacuación del parque comercial, y una para la línea de evacuación del parque experimental. Un transformador con relación de transformación 33/220kV elevará la tensión de la energía producida por los aerogeneradores al nivel de transporte de 220 kV. La subestación tendrá una salida de línea de 220 kV que la unirán a la subestación en tierra.

En la figura 3.2 se muestra una configuración tipo de una subestación Offshore.

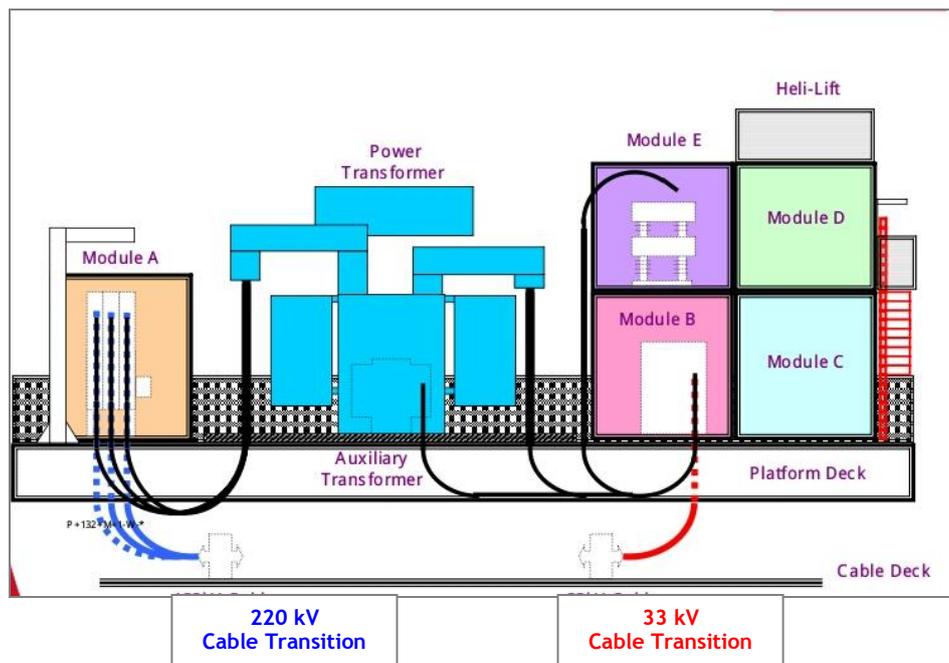


Figura 3.2. Configuración de una subestación offshore. Fuente: VESTAS

3.2 DISPOSICIÓN Y FORMA CONSTRUCTIVA DE LA SUBESTACIÓN.

La subestación será de tipo *GIS*, es decir, no estará a la intemperie sino que el conjunto de la misma quedará integrado dentro de una envoltura metálica rellena de un aislamiento en gas *SF6*.

Se ha decidido por instalar una subestación blindada por varios motivos; por un lado, por que el aislamiento *SF6* permite que se pueda construir la subestación de forma modular, así será más compacta (lo cual es idóneo para la falta de espacio en la plataforma), y los elementos podrán transportarse por separados. Por otro lado, el aislamiento *SF6* protege los elementos de las condiciones ambientales adversas y requiere un mantenimiento mínimo.

La envoltura metálica se conectará al circuito de tierra de la subestación con el fin de asegurar que los campos electromagnéticos donde se ubica la *GIS* no sean dañinos para los equipos auxiliares o personas que en ella se encuentran.

Cada uno de los elementos que formen parte de la subestación estará encapsulado y las celdas estarán rellena de SF₆. Todos ellos se ubicarán dentro de un edificio en el que también se encontrará el cuadro de control y mando, y otras habitaciones para su uso por el personal de la subestación. Para la construcción, los elementos se transportarán por separado, y una vez en la plataforma se ubicarán en su sitio, se realizará la unión eléctrica, y se anclarán directamente al suelo.

Las envolventes serán de aluminio ya que presenta mejores características que otros elementos como el acero frente a la corrosión y las corrientes parásitas por inducción magnética. Además su peso es más ligero, lo cual es fundamental para la reducción del peso que soportará la plataforma de la subestación.

La envolvente metálica se conectará al circuito de tierra de la subestación para asegurar que los campos electromagnéticos donde se ubica la GIS no sean dañinos para los equipos auxiliares o personas que en ella se encuentran.

Los edificios se diseñarán de forma que se evite la acumulación de gas SF₆ (que es más pesado que el aire) en galerías y zonas bajas en caso de que hubiese escapes.

La elección de la disposición de la subestación viene dada por las posibilidades de las que se dispone y ver cual se ajusta mejor a los requerimientos de la misma.

Para la elección de la disposición más acertada de la subestación offshore es necesario ver las posibilidades de las que disponemos y ver cual se ajusta mejor a los requerimientos de la misma.

Las subestaciones típicas para un nivel de tensión de 220kV pueden ser de simple barra, simple barra con by-pass, doble barra, doble barra con barra de transferencia, interruptor y medio, doble barra con doble interruptor y anillo.

Para elegir la adecuada hay que fijarse, principalmente, en 3 factores: la fiabilidad, el coste y la flexibilidad de dicha disposición.

Atendiendo a dichos criterios, *la disposición de anillo* no se ajusta a los requerimientos del parque, ya que se está proyectando con la intención de una posible ampliación futura (instalar las turbinas marinas), y *la disposición de anillo* no lo permitiría.

Las distintas combinaciones *de doble barra* suponen un coste innecesario debido a que a la subestación Offshore no va a llegar más energía que la de evacuación del parque, y saldrá una línea que lo unirá a la Red de Distribución. Por este motivo se utilizará el diseño en *simple barra*.

Las líneas se equiparán con interruptores para abrirlas en caso de falta en ellas. Si por algún motivo, en situación de falta en una de las líneas, su interruptor fallara, sería necesario dejar toda la subestación sin funcionar para poder evitar que el defecto se transmita al resto del sistema y poder repararlo.

Esta situación es improbable aunque es una de las condiciones que tienen que cumplir muchas subestaciones de mayor importancia para el funcionamiento de la totalidad del sistema. En este caso el problema de dejar la subestación fuera de servicio durante el tiempo de reparación solo repercutiría a no poder aportar la energía generada durante ese periodo de tiempo. Como se ha mencionado anteriormente, esta situación es bastante remota y en este proyecto compensa notablemente el ahorro de costes que la elección del diseño en simple barra nos aporta.

En la figura 3.3 que se puede ver el diseño en simple barra de la subestación offshore diseñada:

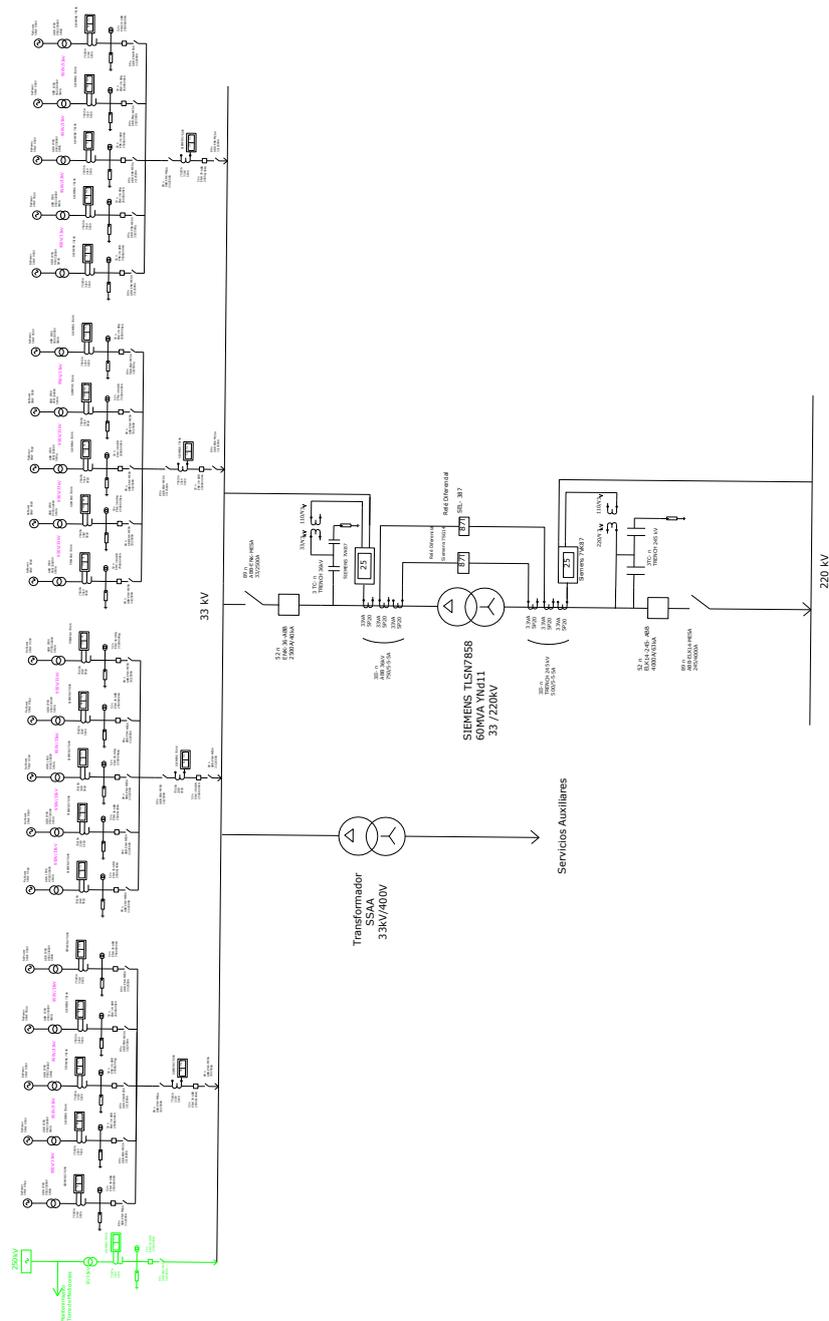


Figura 3.3. Esquema Unifilar- Subestación Offshore.

3.3 POTENCIA INSTALADA

Los transformadores tienen que estar preparados para la potencia que se va a transmitir. Esta potencia corresponde a la generación de los 20 aerogeneradores de 5 MW cada uno, con un factor de potencia de 0,8. Dicha potencia es: $100\text{MW} / 0,8 = 125\text{MVA}$.

Para la transformación de la potencia se hará uso de un solo transformador con un margen suficiente para la realización de una posible ampliación.

Además del transformador de potencia, los otros elementos que constituirán la subestación serán:

- Seccionadores
- Embarrados
- Interruptores
- Pararrayos o autoválvulas
- Transformadores de medida de tensión
- Transformadores de medida de intensidad
- Bobinas de bloqueo
- Contadores

3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

Los niveles de tensión y las posiciones necesarias en cada uno de ellos son los siguientes:

SISTEMA DE 220KV:

Tensión nominal: 220kV

Tensión máxima del material: 245kV

Una posición de salida de línea

Una posición de transformador

Un modulo de medida de tensión en barras

SISTEMA DE 33KV

Tensión nominal 33kV

Tensión máxima del material: 36 kV

Cinco posiciones de entrada de los aerogeneradores y una del parque comercial

Una posición de transformador

Un módulo de medida de tensión en barras

Salida de servicios auxiliares

3.5 APARAMENTA EMPLEADA Y SUS CARACTERÍSTICAS.

La energía eléctrica, desde su generación hasta su llegada al punto de consumo, es tratada en las distintas etapas: adaptación, transformación y maniobra.

Para garantizar que estos tratamientos a los que se somete la energía eléctrica sean realizados dentro de unos márgenes establecidos y con la seguridad deseada, tanto para las instalaciones como para las personas, es necesaria la presencia de dispositivos que sean capaces de regular, transformar, maniobrar y proteger. Estos dispositivos son los que se conocen como aparamenta.

A continuación se describirán las principales características de los elementos de la aparamenta.

3.5.1 SISTEMA DE 220KV.

Debido al alto nivel de tensión de 220kV es necesario encapsular cada fase en compartimentos independientes, aislados con SF₆. Además el encapsulado monofásico es más seguro ya que ante faltas monofásicas no hay riesgo de que se conviertan en trifásicas.

3.5.1.a CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS.

Las celdas a implantar en la parte de 220kV serán blindadas y compartimentadas, utilizando SF₆ como medio aislante y estarán ubicadas en una instalación interior, que ayuda a proteger a la subestación de las condiciones ambientales adversas.

Las envolventes se realizan en fundición. Las aleaciones de aluminio utilizadas presentarán una alta resistencia a la corrosión para que resistan cualquier atmósfera ambiental.

Los conductores y partes activas son soportados por aisladores de resina epoxi y se posicionan para minimizar las consecuencias en caso de fuga de SF₆. Resistirán a un arco interno e impedirán su propagación a los compartimentos adyacentes.

La estanqueidad está asegurada por una junta de elastómero sintético. Cada compartimento consta de un absorbente para eliminar la humedad y los productos de descomposición del gas. Incluye un disco de seguridad, un medidor de densidad del gas y una válvula de llenado.

Los conductores de conexión están constituidos por tubos de cobre, plateados en sus extremos y encajados en contactos también plateados. La unión se hace mediante bornes empernados idénticos entre sí. Con este tipo de conexión se reducen las perturbaciones electromagnéticas ya que tiene una alta continuidad eléctrica.

3.5.1.b POSICIONES DE LÍNEA.

Cada posición de línea consta de una celda formada por los siguientes elementos:

- Tres entradas de cable unipolar con botella terminal
- Tres transformadores de tensión de medida fase-neutro
- Dos lotes de tres seccionadores unipolares cada uno (seccionador de línea y seccionador de puesta a tierra)
- Tres transformadores de intensidad monofásicos
- Tres interruptores monofásicos (uno por fase).

3.5.1.c CELDA DE TRANSFORMADOR.

En este caso, a diferencia de las celdas de línea, la celda del transformador no lleva integrados los transformadores de medida de tensión. Esta celda contendrá los siguientes elementos:

- Tres entradas de cable con botella terminal
- Dos lotes de tres seccionadores unipolares cada uno (seccionador de aislamiento de la línea y de puesta a tierra con poder de cierre)
- Tres transformadores de intensidad unipolares
- Tres interruptores monofásicos (uno por fase)

3.5.1.d MÓDULO DE MEDIDA DE TENSIÓN EN BARRAS.

Para el correcto funcionamiento y maniobra de la barra de 220kV se instalarán en los extremos de la misma:

- Un seccionador tripolar de puesta a tierra
- Tres transformadores de medida de tensión (uno por fase)

3.5.1.e ELEMENTOS DE LA APARAMENTA.

3.5.1.e.1 EMBARRADOS

La barra del sistema de 220kV será de tipo blindado.

3.5.1.e.2 INTERRUPTORES

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.

Los interruptores que se utilizarán serán interruptores automáticos unipolares de SF₆ de tipo blindado. Los interruptores de este tipo poseen unas cámaras de extinción que operan dentro de hexafluoruro de azufre (SF₆), este tipo de gas tiene un gran coeficiente de transmisión de calor, es inerte, estable, y además no es inflamable ni tóxico.

Los interruptores se colocaran de forma horizontal para minimizar las fuerzas de acción y reacción sobre el suelo. Los tres interruptores de fase son accionados por un único mecanismo. Dicho accionamiento está formado por dos resortes que acumulan la energía requerida en una maniobra de Apertura- Cierre- Apertura, permitiendo la realización de dichas maniobras de manera eficaz.

El interruptor elegido pertenece a la serie de interruptores aislados en SF₆ de ABB. Concretamente el modelo ELK 14, con tensión de 245 kV. Se elegirá el modelo unipolar. Las principales características de este interruptor de ABB son su tamaño compacto con todos sus elementos perfectamente encapsulados, lo que resulta en un diseño modular, flexible, con volumen óptimo y totalmente aislado de las condiciones medioambientales exteriores. Su reducido volumen hace que la cantidad de gas también sea mucho menor a la utilizada por otros modelos de interruptor. Su ciclo de vida útil es muy largo (más de 40 años) y el mantenimiento a lo largo de este tiempo es prácticamente nulo, lo que lo hace ideal para la instalación offshore que estamos proyectando. Además su rendimiento está totalmente optimizado, lo que lo hace ideal para la integración en sistemas de energía renovable.

Presentan las siguientes características eléctricas:

- Tensión de servicio: 245 kV
- Frecuencia nominal: 50Hz
- Intensidad nominal de servicio: 4000 A.
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito: 63 kA
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto:
460 kV
- Tensión de ensayo tipo rayo: 1050 kV
- La secuencia de maniobra será la siguiente:
Abrir-3min-cerrar-abrir-3min-cerrar-abrir

La otra ventaja principal para la elección de este elemento de ABB es que ya viene preparado con el resto de la aparata que requiere un interruptor, es decir, viene equipado con los seccionadores, seccionadores de puesta a tierra, transformadores de medida de intensidad y tensión y salida de cable de línea.

3.5.1.e.3 SECCIONADORES

Las funciones de los seccionadores instalados será aislar los tramos de circuito eléctrico, de forma visible, cuando las circunstancias de explotación de la instalación así lo requieran, y realizar las conexiones de puesta a tierra.

El seccionador se ubica en un encapsulado modular, al igual que el interruptor al que acompaña. Los tres polos están unidos mecánicamente a los indicadores de posición, mientras que el accionamiento eléctrico se ubica sobre uno de los polos. Para su accionamiento se utilizan motores con reductoras y disponen de contactos auxiliares acoplados mecánicamente para llevar a cabo el control y señalización. Pueden efectuar maniobras de emergencia manual y enclavamiento mecánico y para poder verificar su posición y estado de manera visual las celdas disponen de mirillas.

3.5.1.e.4 SECCIONADORES DE PUESTA A TIERRA

Estos seccionadores permiten realizar simultáneamente las funciones de seccionamiento y puesta a tierra, coordinadas debidamente para que no se produzcan puestas a tierra intempestivas.

Las tres posibles posiciones de las cuchillas del seccionador son:

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

Como se puede ver la opción seccionador cerrado y seccionador de tierra cerrado no es posible porque se produciría disparo de la instalación por la conexión de elementos en tensión a tierra (falta fase tierra)

El seccionador es maniobrado por un mando eléctrico directamente fijado en el aparato. Es un elemento que sirve para la separación visual de los circuitos y su puesta a tierra para su maniobra. 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 este para que solo se pueda accionar una vez haya dejado de pasar corriente por el circuito.

Tendrá las siguientes características nominales, que se corresponden con las del interruptor al que va asociado y ya descrito anteriormente:

- Tensión de servicio: 245 kV
- Frecuencia nominal: 50Hz
- Intensidad nominal de servicio: 4000 A
- Poder de corte nominal bajo cortocircuito: 63 kA
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial durante un minuto: 460 kV
- Tensión de ensayo tipo rayo: 1050 kV

3.5.1.e.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN.

Los transformadores de tensión estarán aislados en SF6 también. Su función es transformar la tensión de funcionamiento de 220kV a 110 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 220 kV.

La relación de transformación monofásica será

$$\frac{220000/\sqrt{3}}{110/\sqrt{3}} V$$

También está incluido en el módulo del interruptor ABB.

3.5.1.e.6 TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD.

Los transformadores de intensidad también se encuentran aislados y rodeados de gas SF6 para su aislamiento. Al igual que los transformadores de tensión su función es reducir los niveles de corriente a los 5A habituales de los aparatos de medida y protección. También se encuentra integrado en el módulo del interruptor ABB por lo que sus características son las mismas que las del aparato anterior. La relación de transformación será 4000/5 A.

3.5.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Es el elemento fundamental de la subestación.

El transformador de potencia de la subestación eleva la tensión de 33kV a la que llega la potencia de los aerogeneradores a los 220kV 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 220kV a 33kV, para su posterior transformación a 950V en los transformadores correspondientes a cada aerogenerador.

Se utilizará un transformador trifásico Siemens, tipo TLSN7858, con capacidad para 60MVA, por lo que permite una posible ampliación del parque y grupo de conexión YNd11.

La relación de transformación del transformador de potencia es 220/33kV.

El lado de alta se puede regular mediante tomas. Estas tomas son una toma central de 220kV, y 18 tomas más (9 superiores y 9 inferiores) que le permiten una regulación entre los valores de 244,2kV y 195,8 kV.

Se trata de un transformador aislado en aceite. Aunque en la elección de los transformadores de los centros de transformación de los aerogeneradores se indicó que la ausencia de aceite era una ventaja ya que no requiere mantenimiento, en este caso se elige un transformador con aceite en lugar de uno seco porque las potencias transformadas en la subestación son muy superiores, así como los niveles de tensión a los que está sometido el mismo. De esta manera su refrigeración y su aislamiento son más eficientes. Necesitará, por tanto, protección contra incendios.

Otras de sus características son las siguientes:

- Potencia vacío (P_o): 37000W
- Potencia de cortocircuito (P_{cc}): 237000W
- Resistencia de los arrollamientos: 26.8Ω
- Corriente en vacío a tensión nominal: 32.03 A
- Conmutador de tomas: MR, MIII 350Y-123/C-10191W
- Impedancia homopolar: $135_/fase$ ($I_o=63.73$ A, $U_o= 2870V$)

3.5.3 SISTEMA DE 33KV.

3.5.3.a CARACTERÍSTICAS GENERALES.

El sistema de 33kV se compone de celdas blindadas con SF₆ como medio aislante. Dichas celdas se albergarán en el mismo edificio que las correspondientes a la parte de alta tensión.

Las celdas se caracterizan por:

- Modularidad: las celdas de 33kV permiten una futura ampliación, al estar compuestas por módulos. Para realizar la ampliación basta con colocar las nuevas celdas al lado de las existentes y unir las mediante barras.

- Seguridad: las celdas son el elemento protector de la aparamenta contra todo tipo de agresiones externas como insectos, humedad, ambientes corrosivos, etc. Esto se debe a que los elementos dentro de las celdas están rodeados por SF₆, que es un gas inerte y evita los problemas generados por el aire.

- Reparabilidad: como consecuencia de la modularidad, cada celda puede ser fácilmente extraída y sustituida por otra en caso de incidencia con alguna de ellas.

Se utilizará un modelo de ABB de la serie ENK de subestaciones aisladas de hasta 1100kV.

Las características nominales de los módulos utilizados para la subestación serán:

- Un= 33 kV
- Um= 36 kV
- Frecuencia: 50 Hz
- Intensidad nominal: 2500 A
- Intensidad de cortocircuito admisible: 40 kA.

Las celdas aisladas en gas del tipo ENK constituyen una contribución muy importante para un abastecimiento seguro y fiable de energía en todo el mundo. Su diseño innovador requiere cantidades mínimas de gas SF₆ para el aislamiento de las partes expuestas a alta tensión y para una extinción segura de los arcos de luz ocasionados durante la interrupción de corrientes de corto circuito. Además, el diseño estandarizado y orientado a la optimización de espacio garantiza consumos mínimos de materiales y energía a lo largo de todo el proceso, desde la materia prima hasta la instalación final.

La ENK permite cubrir una gran variedad de requerimientos técnicos con una pequeña cantidad de módulos, lo que la hace ideal para su ubicación en la subestación offshore, donde el espacio es una de las mayores restricciones.

El transporte, la instalación y la puesta en servicio pueden ser llevados a cabo de forma rápida, gracias a que las celdas vienen completamente premontadas de fábrica y a la tecnología innovadora enchufable para la interconexión de las diferentes celdas en alta mar.

Para lograr la disposición deseada en la obra, los trabajos en sitio se limitan a colocar, ajustar y acoplar cada una de las celdas. Esto incluye el armado completo de la barra, la conexión de la tensión auxiliar y la conexión de las celdas a la red por medio de cables o pasamuros SF₆ /aire.

La combinación de módulos permite una adaptación óptima de las celdas ENK a las exigencias de cada parque. Los módulos a combinar son los siguientes:

3.5.3.a.1 INTERRUPTOR DE POTENCIA.

El interruptor de potencia colocado horizontalmente es un módulo altamente estandarizado. Este puede ser usado en todas las disposiciones, para todas las celdas de línea y de acoplamiento.

Los módulos adyacentes se conectan por medio de aisladores estancos enchufables. La ubicación de las cámaras de extinción en forma de triángulo, permite una optimización de la longitud de los conductores. Además la forma innovadora de la carcasa reduce el contenido de gas SF₆ a un mínimo.

El interruptor de potencia está construido con cámaras de extinción bajo el principio de autosoplado y con una cámara de interrupción por polo. Este producto de ABB es muy conocido y utilizado en otras múltiples aplicaciones de alta tensión. Los transformadores de corriente están instalados fuera del

compartimento de gas del interruptor de potencia y pueden ser colocados del lado de la barra o del lado de la salida.

3.5.3.a.2 SECCIONADOR Y SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA.

Las dos carcasas diferentes para el seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado permiten una integración fácil al sistema modular. El módulo del seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado contiene los conductores de barra planos y adicionalmente el seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado, colocado transversalmente.

El innovador diseño ovalado con conexiones enchufables entre celdas garantiza un aprovechamiento óptimo del espacio disponible y una interconexión rápida en sitio, sin apertura de los compartimentos de gas.

El accionamiento estandarizado del seccionador / seccionador de puesta a tierra posee todos los componentes necesarios para garantizar tanto un movimiento mecánico como un bloqueo seguro.

3.5.3.a.3 SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA RÁPIDO.

El seccionador de puesta a tierra rápido puede ser colocado del lado de la salida o del lado de la barra. El módulo con los polos colocados de forma lineal está provisto de un accionamiento de resorte, que garantiza una operación muy rápida.

3.5.3.a.4 ARMARIO DE CONTROL LOCAL.

En el armario de control local se encuentran instalados todos los componentes eléctricos necesarios para las funciones de mandos, avisos, bloqueos, etc. Además contiene, como suele ser el caso en las celdas de media tensión, tanto el accionamiento para el seccionador / seccionador de puesta a tierra como el accionamiento del interruptor de potencia.

Por esta razón todos estos accionamientos son fáciles de acceder. Los sistemas de control y protección, ya sean convencionales o numéricos pueden ser complementados por un sistema de monitoreo digital.

3.5.3.a.5 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y TRANSFORMADOR DE TENSIÓN.

El diseño de la ENK permite una fácil integración tanto de los transformadores inductivos convencionales de corriente y de tensión, como de sensores de corriente y de tensión. Todos los tipos son enchufables. Esto ofrece una gran flexibilidad a lo largo del desarrollo del proyecto.

3.6 AUTOVÁLVULAS.

Las autoválvulas son necesarias para proteger la subestación de sobretensiones como las producidas por la caída de rayos.

Se instalarán dos juegos de tres autoválvulas cada uno (una autoválvula por fase) y estas se situarán en bornes del transformador de potencia de la subestación.

La puesta a tierra de las autoválvulas se tiene que realizar de manera independiente del resto de la instalación.

Utilizaremos autoválvulas INAEL, válidas para uso tanto interior como exterior y cumplirán con las siguientes características:

SISTEMA DE 30 KV

- Un= 33kV
- Uc= 24.4 kV
- STT1s=35.4kV
- STT10s= 33.8kV
- Intensidad de descarga: 10kA
- Tensión residual máxima: 70.4kV

SISTEMA DE 220 KV

- Un= 228kV
- Uc= 180 kV
- STT1s=261kV
- STT10s=249kV
- Intensidad de descarga: 10kA
- Tensión residual máxima: 256Kv

3.7 SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN.

El sistema eléctrico principal de baja tensión del parque eólico "Barbate I" estará formado principalmente por la regulación y control del mismo, centralizado todo ello en la subestación, a continuación se verán los elementos importantes del mismo.

Este sistema de baja tensión se encontrará alimentado a través del transformador de servicios auxiliares con relación de transformación 33kV/400V, y cuya energía provendrá de la celda destinada a tal función en el conjunto de celdas colectoras.

3.7.1 SERVICIOS AUXILIARES.

Los servicios auxiliares de la subestación estarán suministrados por un sistema de corriente alterna y un sistema de corriente continua. Se instalarán los sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua que se precisen, con objeto de suministrar la energía necesaria a los distintos componentes de control, protección y medida.

Para el control y operatividad de estos servicios auxiliares se dispondrá de un cuadro situado en el edificio de mando y control donde se centralizan tanto los servicios auxiliares de corriente alterna como los de corriente continua.

3. 7.1.a SERVICIO DE CORRIENTE CONTINUA.

La instalación de corriente continua resulta de suma importancia, debido a que en caso de avería en el sistema de suministro de energía, el sistema encargado de llevar la instalación a una situación segura es el equipo de corriente continua.

La subestación dispondrá de dos equipos rectificador / batería 125 Vcc, que funcionarán en paralelo y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación en un periodo de 4 horas desde que se produzca el fallo en los servicios de alterna.

La subestación dispondrá también de dos equipos convertidores 125/48 Vcc, que funcionarán en paralelo y con una capacidad tal que pueda asegurar el consumo de la subestación.

Los equipos funcionarán ininterrumpidamente incluso en situación de falta, ya que se alimentarán con un grupo electrógeno en ese caso.

3.7.1.b SERVICIO DE CORRIENTE ALTERNA.

La alimentación de servicios auxiliares de corriente alterna se suministrará mediante un transformador de servicios auxiliares que ira derivado de la barra de la subestación de 33kV.

Mediante el sistema de servicios auxiliares de corriente alterna se alimentarán los circuitos de alumbrado interno de la instalación, el alumbrado, las tomas de corriente, sistema de calefacción, equipos rectificador/batería, etc.

El transformador presentará las siguientes características:

- Potencia nominal: 50kVA
- Tensión de arrollamiento primario: 33kV
- Tensión de arrollamiento secundario: 220/380 V
- Tipo de aislamiento: aislamiento seco
- Tipo de conexión: triángulo/estrella

Se utilizará un transformador ABB Resibloc con las características indicadas anteriormente.

La principal finalidad de los servicios auxiliares es la alimentación de los sistemas de control y mando.

3.7.1.c TELECONTROL.

Desde el telecontrol se vigila la señalización de toda la subestación. Los parámetros a observar son posiciones de los interruptores, niveles de tensión, corriente y frecuencia...

Dentro del telecontrol hay un módulo de telemedida que vigila las magnitudes eléctricas en transformadores, barras de subestación, línea de evacuación,...

También incluye un sistema de alarmas, activado por las protecciones del sistema.

3.7.1.d TELEMANDO.

Desde el telemando se maniobra con toda la aparamenta de la subestación y el parque offshore, sin necesidad de tener que hacerlo desde el propio elemento. De esta manera se pueden conectar y desconectar partes de la subestación y del parque para funciones de mantenimiento y control.

3.7.1.e GRUPO ELECTRÓGENO.

Se instalará un grupo electrógeno para servicio de emergencia 50kVA.

Con este grupo se alimentan todos los servicios auxiliares, salvo el alumbrado general, en caso de pérdida de tensión en la alimentación derivada de la barra de la subestación. El cambio desde el sistema de alimentación general al grupo electrógeno se realiza de manera automática en caso de fallo de la alimentación, pero también se puede accionar desde el cuadro de control.

3.7.2 ALUMBRADO.

El alumbrado de la subestación offshore está compuesto por un alumbrado interior y otro de emergencia, capaces de abastecer del adecuado nivel luminoso tal que sea suficiente para poder efectuar las maniobras precisas, con la máxima seguridad.

Estará alimentado a un nivel de tensión de 400/230V proveniente del transformador de servicios auxiliares.

El alumbrado de emergencia estará conectado al grupo electrógeno de los servicios auxiliares, que entrará en funcionamiento si se pierde la alimentación por medio de la conexión general.

3.7.2.a ALUMBRADO INTERIOR.

Se utilizarán proyectores Indal de halogenuros metálicos de 250 W. será suficiente con un proyector por cada 40m² de superficie de la subestación a iluminar.

3.7.2 .b ALUMBRADO DE EMERGENCIA.

El alumbrado de emergencia entrará automáticamente en servicio si se produce un fallo en el alumbrado general interior. Tiene como finalidad asegurar la iluminación en los accesos hasta las salidas y otros puntos necesarios, dependiendo de la instalación. La instalación de este alumbrado será fija y estará provista de fuentes propias de energía.

El alumbrado de evacuación esta previsto para garantizar el reconocimiento y la utilización de los medios o rutas de evacuación cuando la subestación esté o pueda estar ocupada.

Habrá también un alumbrado ambiente o anti-pánico previsto para proporcionar una iluminación ambiente adecuada que permita a los operarios de la subestación acceder a las rutas de evacuación e identificar obstáculos.

El nivel de alumbrado de emergencia en este tipo de instalaciones es, como mínimo, el 10% de la iluminancia habitual.

Se realizará con lámparas fluorescentes distribuidas en los lugares adecuados según normativa.

3.8 EDIFICIO Y CIMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.

La subestación offshore consistirá en un edificio principal dividido en compartimentos o habitaciones destinadas a distintos fines, como la sala de control y mando, el núcleo central de la subestación donde se encuentra la apartamenta aislada en SF₆ y las habitaciones destinadas a las necesidades de personal. Todas ellas tienen que estar protegidas contra incendio.

La subestación se montará en tierra firme y posteriormente se llevará a su ubicación en el mar, colocándola sobre la cimentación.

La cimentación elegida para la subestación offshore será la de jacket, similar a la de los aerogeneradores.

3.9 PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN.

Toda instalación eléctrica debe disponer de una protección o instalación de tierra, de tal forma que en cualquier punto normalmente accesible del interior o el exterior de la misma, donde las personas pueden acceder o circular, estas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto reglamentarias.

Una de las opciones para la puesta a tierra de la subestación es realizarla a través de la cimentación. En la base de la subestación, a 0,8 m por debajo del suelo se colocará una malla. Posteriormente esta se conectará mediante unos conductores colocados en el interior de por tubos por el interior de la cimentación de hormigón de la subestación hasta el lecho marino.

Capítulo 4

EVACUACIÓN ELÉCTRICA

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN.

La línea de evacuación de la Subestación Transformadora Offshore estará a una tensión de 220 kV, y por ella circulará una corriente de 262,46A. Dicha línea pertenece a la segunda categoría de líneas subterráneas, según el Reglamento de Líneas de Alta tensión, correspondiente a las líneas de más de 33kV.

En el capítulo nº 5 del presente proyecto se detallan los parámetros eléctricos de la línea de evacuación, y los cálculos realizados para determinar la sección del cable.

La línea en 220 kV de interconexión de la subestación Offshore con la Subestación Transformadora de Parralejos, estará compuesta por un tramo submarino y otro subterráneo.

El tramo submarino partirá desde la subestación marina (coordenadas UTM 210909, 4003242) y terminará en una caseta de seccionamiento de nueva construcción (coordenadas UTM 766073,40121404). Su longitud será de 19,4km. Se construirá la caseta de seccionamiento para pasar de línea submarina a subterránea.

De la caseta de seccionamiento saldrá la línea subterránea que irá a la Subestación *Transformadora de Parralejos* (coordenadas UTM 232877,4012287). La longitud de este tramo será de 11,5km. Se optó por enterrar el mismo por razones medioambientales (proteger al litoral del impacto visual del tendido eléctrico).

La longitud total de la línea de evacuación será 31Km.

En caso de que el punto de conexión (subestación Parralejos y/o línea de transporte de red eléctrica) no tuviese suficiente capacidad para evacuar la energía generada en el parque, se construirá una línea nueva hasta la Subestación Transformadora de Gazules (coordenadas UTM 255693,4037889) donde se inyectará la electricidad en la Red Española de Transporte (400kV).

La nueva línea será aérea y tendrá una longitud de 31,09 km. Dicha infraestructura se cederá a la Red Eléctrica Española, (figura 4.1).

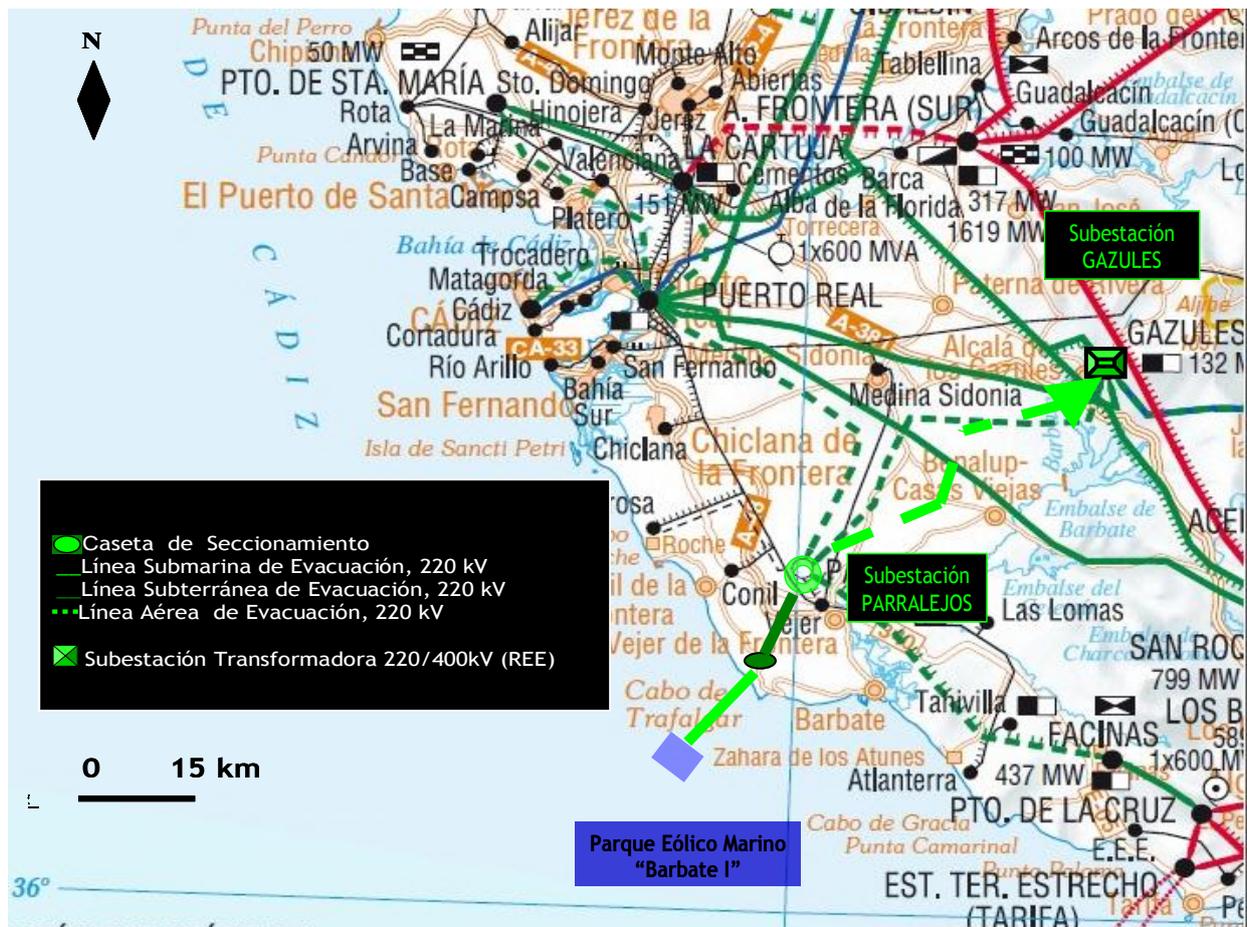


Figura 4.1. Evacuación Eléctrica del parque eólico marino "Barbate I"

4.2 ELECCIÓN DEL CABLE.

La elección de los cables de evacuación de la energía generada por los aerogeneradores es fundamental para el diseño del parque.

La evacuación se hará en corriente alterna debido a que los costes de las pérdidas (en producción) que se producen en alterna serán menores que los costes de los convertidores alterna- continua que se tendrían que instalar en la subestación Offshore y en la subestación en tierra (Parralejos).

Los cables serán de distribución "1-core" o unipolares debido a que disponen de mayor capacidad de transmisión de potencia que la de los "3-core" o tripolares.

Los cables en el tramo submarino tendrán una disposición en línea, con una distancia de 0,5 m entre conductores (1m entre los 2 conductores extremos). Dicha distancia es razonable, dada la magnitud de la intensidad transportada, con lo que se puede tender los cables sin que surjan problemas, por ejemplo, por contacto entre los conductores causado por el movimiento de las corrientes submarinas.

En el tramo subterráneo la disposición de los cables será en tresbolillo. Dicha disposición tiene menos coste que la disposición en línea, y es la que produce menos pérdidas.

En las figuras 4.2 y 4.3 se muestran las disposiciones en línea y en tresbolillo de los conductores.

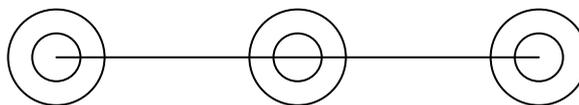


Figura 4.2. Disposición en capa para la línea submarina.

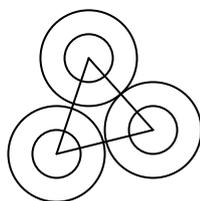


Figura 4.3. Disposición en tresbolillo para la línea subterránea.

El aislamiento elegido será XLPE, polietileno reticulado, debido a que permite mayores temperaturas de trabajo que otros aislamientos (90°C para funcionamiento continuo y hasta 250°C en cortocircuito). Este tipo de aislamiento ofrece también un comportamiento mejorado frente a la formación de arborescencias, muy comunes en presencia de humedad.

En el tramo subterráneo (caseta de seccionamiento - subestación de Parralejos) se instalará un cable RHZ1-RA+2OL de *General Cable*, unipolar, con las siguientes características:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión máxima del material (U_m): 245 kV
- Distribución: close spacing (poca separación entre cables)
- Intensidad nominal: 690 A
- Sección del conductor: 1000mm²
- Material del conductor: Cobre, semirrígido Clase2
- Material del aislamiento: XLPE

Las características del cable se encuentran en el documento N° 6: Anexos. La sección del conductor se ha calculado en el apartado 5.2.1 del capítulo N° 5 del Documento N°1 del presente proyecto.

En el tramo submarino (subestación Offshore - caseta de seccionamiento) se instalará un cable IEC 62067- de *Nexans*, unipolar, con las siguientes características:

- Tensión nominal: 220 kV
- Tensión máxima del material (Um): 245 kV
- Distribución: close spacing (poca separación entre cables)
- Intensidad nominal: 852 A
- Sección del conductor: 1200mm²
- Material del conductor: Cobre
- Material del aislamiento: XLPE

Las características del cable se encuentran en el Documento N° 6: Anexos, del presente proyecto. En el apartado 5.2.1 del capítulo N° 5 del Documento N°1 del presente proyecto se encuentra el cálculo de la sección del conductor para el nivel de tensión existente.

4.3 APARAMENTA DE LA LÍNEA.

Una línea eléctrica debe estar protegida contra sobreintensidades, cortocircuitos y sobretensiones. La línea constará de las mismas protecciones en ambos extremos, estando estas comunicadas entre sí.

Según su funcionamiento, los relés de protección pueden ser:

- Sobreintensidad.
- Mínima y máxima tensión.
- Vigilancia de contactos a tierra.
- Diferenciales.
- Distancia.

Las protecciones que se utilizarán en este proyecto para la línea de evacuación 220 kV serán una protección principal, una protección secundaria o de respaldo, un módulo de medida y una protección de comprobación sincronismo de interruptor.

4.3.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL: DIFERENCIAL DE LÍNEA.

La protección principal de línea (87L) tiene la misión de detectar la corriente de defecto de una línea por comparación de las corrientes en sus dos extremos captadas por medio de transformadores de intensidad.

Su funcionamiento consiste en realizar la diferencia entre las intensidades entrantes y salientes de la línea, debiendo esta diferencia ser cero. En el caso en que esta diferencia no sea nula, se estará produciendo una falta interna en la línea, por lo que la protección deberá actuar y abrir los interruptores en extremos de la línea y así aislar el defecto.

Más concretamente se utilizará un relé longitudinal diferencial de línea comunicado con fibra óptica. El uso de la fibra óptica permite el envío de valores de modulo y ángulo. Cada relé compara su modulo y argumento con el relé del otro extremo actuando, como se ha indicado antes, cuando estos sean distintos, o lo que es lo mismo, cuando la diferencia entre los valores medidos en ellos sea distinta de cero.

Se instalará la protección diferencial de línea de Siemens 7SD84, que sirve para todos los voltajes, tiene disparo tripolar y su tiempo de disparo son 14 ms.

4.3.2 PROTECCIÓN SECUNDARIA: PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

La protección de distancia (21) toma las medidas de intensidad y tensión de la línea y con eso calcula la impedancia de la línea. En caso de falta, la corriente aumenta y la tensión disminuye, lo que se traduce en una disminución de la impedancia.

Los relés se ajustan con un determinado valor umbral de impedancia en función de la impedancia de la línea en condiciones normales de funcionamiento, y cuando la impedancia medida sea inferior a ese umbral la protección dará orden de disparo.

Se suelen ajustar tres zonas, con distintas temporizaciones para darse respaldo unas a otras (de la más interior a la más exterior). Sin embargo, en el presente proyecto, se tiene como protección principal al relé diferencial de línea, y esta protección de distancia es la de respaldo. Por ese motivo solo es necesaria la protección de primera zona.

Su tiempo de actuación debe de ser mayor que el de la protección principal, ya que esta es la encargada de despejar la falta y la de respaldo solo actuará si la principal no lo hace. Este tiempo típicamente es de unos 400 ms.

La coordinación con el otro extremo será por teledisparo, es decir, los relés actuarán si detectan la falta o si reciben orden de disparo del relé del otro extremo. La comunicación también se realizará por fibra óptica debido a que viene incorporada en el cable.

Para la protección de respaldo se utilizará el relé Siemens 7SA84. Este relé tiene disparo tripolar, sirve para todos los voltajes y su tiempo mínimo de actuación es 25ms. Por tratarse de una protección de respaldo no se ajustará al mínimo, sino que se ajustará a unos 400ms como se ha indicado anteriormente.

4.3.3 MÓDULO DE MEDIDA.

El modulo de medida recibirá la medida de tensión e intensidad y servirá para contabilizar la energía que se transmite a través de la línea. Los ingresos recibidos por el parque dependerán de la cantidad de energía transmitida, por lo que el correcto funcionamiento de este módulo es esencial.

Se utilizará el convertidor programable KAINOPLUS A que realiza medidas de Tensión, corriente, potencia, frecuencia, factor de potencia, energía. La entrada de tensión es regulable de 100 a 950V y la de intensidad de 1 a 5A. Se puede alimentar bien con corriente continua o con corriente alterna.

4.3.4 COMPROBACIÓN DE SINCRONISMO DEL INTERRUPTOR.

La comprobación de sincronismo del interruptor (25) son relés de supervisión de cierre de interruptores que impide el cierre del mismo cuando la tensión de red y la del sistema al otro lado del interruptor son iguales en módulo de tensión, desfase de tensiones y frecuencia.

También permiten el cierre del interruptor sin tensión en un lado según procedimientos de reposición de tensiones en la red. Es tan solo un relé de permiso de cierre, no abre interruptores.

La protección 7VK87 de Siemens realiza la función de comprobación de sincronismo y, además, permite el reenganche automático y protección ante fallo de interruptor. Sirve tanto para disparos unipolares como tripolares, que serán los que se utilicen, debido a que las otras protecciones de línea están diseñadas para actuaciones tripolares.

4.4 TENDIDO DE LA LÍNEA DE EVACUACIÓN.

4.4.1 LÍNEA SUBMARINA.

En el diseño del trazado de la línea se han estudiado los requerimientos que tendría que cumplir el mismo para que la evacuación a tierra se realizase con seguridad, y con el mínimo riesgo posible. Dichos requerimientos son, por ejemplo, el respeto hacia las zonas de interés medioambiental, la menor longitud posible, evitar las zonas protegidas o/y militares, la compatibilidad con otras actividades económicas que se estén desarrollando en la zona, evitar las zonas en las que la excavación de las zanjas sea más compleja, o aquella en las que existe un elevado riesgo de que el cable sea dañado, el radio de curvatura mínimo admisible y el peso del cable por unidad de longitud.

En este proyecto se ha decidido enterrar el cable submarino con el fin de evitar que se produzcan daños en el mismo, ya que la zona por donde pasará el trazado de la línea es zona de desarrollo de diversas actividades humanas: pesca, rutas marítimas...etc

Se excavarán zanjas donde se enterrarán los cables cuya profundidad e inclinación de talud dependen del tipo de material del fondo marino (arena o roca), por lo que se realizarán prospecciones geológicas y geotécnicas en la zona ante de ejecutar las excavaciones, figuras 4.4 y 4.5.

Los cables submarinos tendrán una disposición en línea, con una distancia de 0,5 m entre conductores (1m entre los 2 conductores extremos).

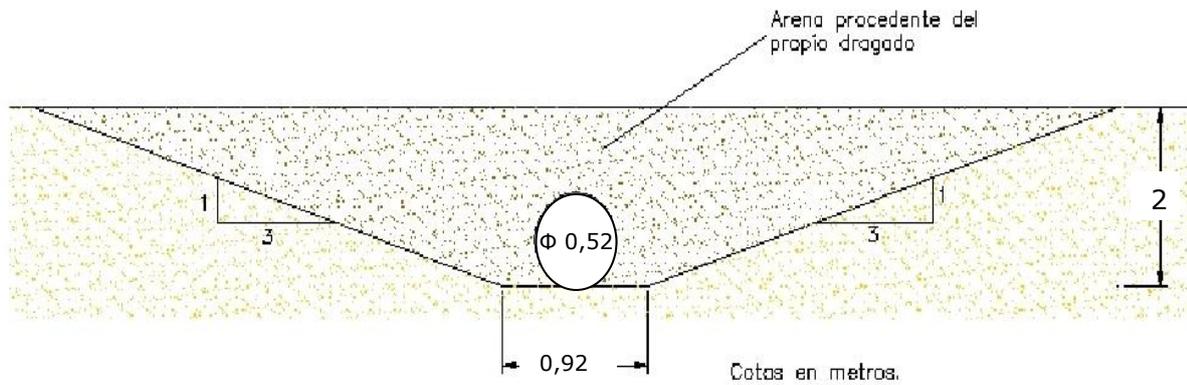


Figura 4.4. Fondo de naturaleza arenosa.

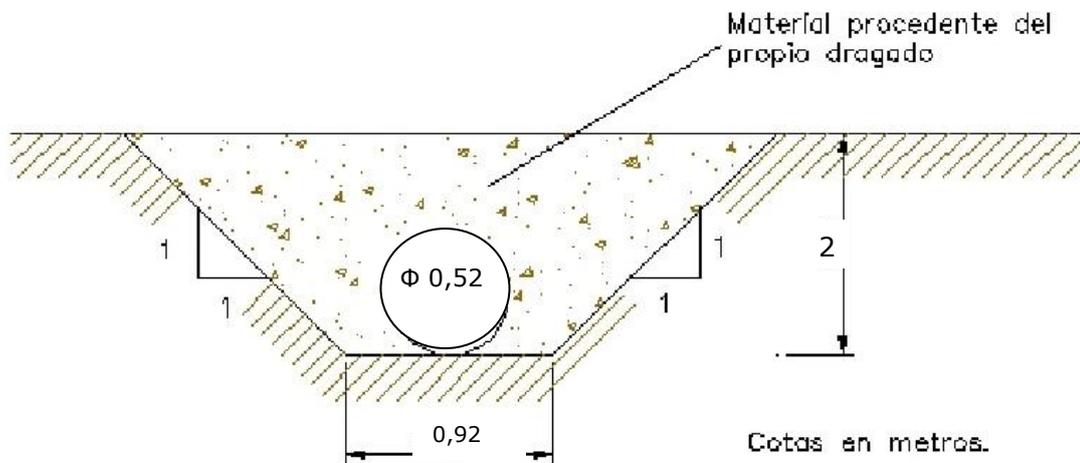


Figura 4.5. Fondo de naturaleza rocosa.

4.4.2 LÍNEA SUBTERRÁNEA.

El paso de cable submarino a cable subterráneo se hará una vez se haya llegado a tierra. El empalme se realizará en una caja de empalmes situada en la caseta de seccionamiento. Dicha caja tendrá que ser adecuada a las características del cable, para asegurar la continuidad del mismo y poner a tierra el punto de empalme.

La línea subterránea se llevará a la subestación de Parralejos por una canalización a 1 metro de profundidad. Se señalará la zona de zanja, y se dejará despejada de vegetación toda la zanja y los caminos de acceso.

Se utilizará el sistema de puesta a tierra cross-bonding, por lo que será necesario realizar transposiciones de pantallas en dos puntos de la línea subterránea, quedando dividida en tres tramos de longitudes similares.

La disposición de los cables será en tresbolillo, y se mantendrán en esa posición gracias a unos soportes especiales (separadores) y al relleno con arena de la zanja.

Capítulo 5

CÁLCULOS

5.1 CÁLCULO DE LAS INTENSIDADES NOMINALES DEL SISTEMA.

Para la elección de la aparamenta del parque y la subestación se procederá, a continuación, a determinar las corrientes nominales para los niveles de tensión de 10 kV, 33kV y 220 kV.

La evacuación del parque se realizará en *Corriente Alterna*.

Teniendo una potencia de 100 MW instalada en el parque comercial, las intensidades nominales serán:

- *Sistema de 33 kV:*

$$I_n = \frac{25 \cdot 10^3 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 437,39 \text{ A}$$

- *Sistema de 220 kV:*

$$I_n = \frac{100 \cdot 10^3 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 262,43 \text{ A}$$

En el parque experimental la potencia instalada, correspondiente a la turbina marina, es de 250 kW, luego la intensidad nominal será:

- *Sistema de 10 kV:*

$$I_n = \frac{250 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV}} = 14,44 \text{ A}$$

5.2 CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA LÍNEA.

La línea en 220 kV de interconexión de la subestación Offshore con la Subestación Transformadora de Parralejos, está compuesta por un tramo submarino y otro subterráneo.

El tramo submarino partirá desde la subestación marina (coordenadas UTM 210909, 4003242) y terminará en una caseta de seccionamiento de nueva construcción (coordenadas UTM 766073,40121404). Su longitud será de 19,4km. Se construirá la caseta de seccionamiento para pasar de línea submarina a subterránea.

De la caseta de seccionamiento saldrá la línea subterránea que irá a la Subestación *Transformadora de Parralejos* (coordenadas UTM 232877,4012287). La longitud de este tramo será de 11,5km. Se optó por enterrar el mismo por razones medioambientales (proteger al litoral del impacto visual del tendido eléctrico).

La línea total de evacuación tendrá una longitud de 31Km.

En caso de que el punto de conexión (subestación Parralejos y/o línea de transporte de red eléctrica) no tuviese suficiente capacidad para evacuar la energía generada en el parque, se construirá una línea nueva hasta la Subestación Transformadora de Gazules (coordenadas UTM 255693,4037889) donde se inyectará la electricidad en la Red Española de Transporte (400kV).

La nueva línea será aérea y tendrá una longitud de 31,09 km. Dicha infraestructura se cederá a la Red Eléctrica Española.

Los cables en el tramo submarino tendrán una disposición en línea, con una distancia de 0,5 m entre conductores (1m entre los 2 conductores extremos). Dicha distancia es razonable, dada la magnitud de la intensidad transportada, con lo que se puede tender los cables sin que surjan problemas, por ejemplo, por contacto entre los conductores causado por el movimiento de las corrientes submarinas.

En el tramo subterráneo la disposición de los cables será en tresbolillo. Dicha disposición tiene menos coste que la disposición en línea, y es la que produce menos pérdidas.

5.2.1 CÁLCULO DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES.

En este apartado se va a determinar la sección empleada para cada tipo de cable (submarino, subterráneo, aéreo) en todas las tensiones de evacuación.

A continuación se va a detallar el método de obtención de forma general, y posteriormente se va a especificar para cada tipo de cable y para cada tensión.

La elección de la sección de los conductores vendrá determinada por:

- ▶ Intensidad máxima admisible por el cable.
- ▶ Caída de tensión.

La elección de la sección del cable a adoptar está supeditada a la capacidad máxima del cable y a la caída de tensión admisible. Esta última no deberá exceder del 5,5 %.

Lo primero se hallará la intensidad admisible en régimen permanente, y posteriormente se determinarán los factores a corregir.

Las secciones se elegirán en función de las tablas que se citarán a continuación, y siempre y cuando las características de los cables elegidos en función de la sección no sean superadas.

También se tendrá en cuenta las intensidades admisibles en cortocircuito, calculada en el apartado 2.3 del presente capítulo. Se cerciorará que estas últimas no sean superiores a las intensidades admisibles por cada tipo de cable.

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga. En cables con aislamiento de papel impregnado, depende también de la tensión.

Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles podrán ser superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para cada tipo de aislamiento se especifican en la tabla 5.1.

Tabla 5.1. Temperatura máxima de cables aislados con aislamiento seco, (°C).

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito θ_{cc} ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)*		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado(XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_0/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_0/U > 18/30 \text{ kV}$	250

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible, se usará la tabla 5.2, en la que se considerará una instalación tipo con cables de aislamiento seco directamente enterrado en toda su longitud a 1 metro de profundidad (medido hasta la parte superior del cable), en un terreno de resistividad térmica media de 1,5 K.m/W, con una temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25 °C y con una temperatura del aire ambiente de 40 °C.

Tabla 5.2. Intensidad admisible en amperios por sección según el tipo de aislamiento.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	360	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación enterrada deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a la indicada en la tabla 5.1.

A continuación, se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicando los coeficientes de corrección a aplicar.

► *Profundidad de la instalación, K_p.*

En el caso de los cables subterráneos, los cables estarán enterrados bajo tubo de sección a 0,8m de profundidad, por lo que dependiendo de la sección anteriormente elegida, se multiplica por un factor u otro, tabla 5.3.

Tabla 5.3. Factores de corrección para profundidades distintas de 1m.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 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

► *Temperatura del terreno, K_t .*

En la tabla 5.4 se indican los factores de corrección K_t , de la intensidad admisible para temperaturas del terreno θ_t , distintas de 25 °C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor θ_s (tabla 5.1).

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno distintas de las de la tabla 5.1, se obtendrá usando la siguiente expresión:

$$K_t = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}}$$

Tabla 5.4. Factor de corrección para temperaturas del terreno distinto de 25°C.

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

► *Resistividad térmica del terreno, K_r .*

En la tabla 5.5 se detalla la resistividad térmica del terreno en función de la naturaleza y el grado de humedad de éste.

Tabla 5.5. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad.

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

En la tabla 5.6, se obtiene el factor de corrección para cada sección y disposición de cada cable en función de ésta resistividad térmica.

Tabla 5.6. Factor de corrección para resistividades diferentes de 1,5K.m/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	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
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	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

A continuación y para cada una de las tensiones, se hallará la sección para el conductor.

▀ Cable Subterráneo

- Unión entre caseta de seccionamiento y subestación Parralejos

Tensión a 220 KV

Lo primero, se hallará la intensidad máxima admisible en régimen continuo:

$$I_{SUBTERRANEA} = \frac{100 \cdot 10^3 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 262,43 \text{ A}$$

A continuación, sin tener en cuenta los factores de corrección nombrados anteriormente, se introduce este valor de intensidad en la tabla 5.2 y se obtiene una sección de "referencia" para el cable. Posteriormente se corrige esta sección utilizando los factores expuestos anteriormente.

Por lo que introducido el valor de intensidad 262,43 A en la tabla 5.2, y para un cable de cobre con un tipo de aislamiento XLPE, se obtiene una sección de 95 mm².

Se hallarán los factores de corrección para determinar el valor de la intensidad para posteriormente introducirlo en la tabla 5.2.

- Factor de profundidad

Enterrado bajo tubo a 0,8m, le corresponde un $K_p=1,02$.

- Factor de temperatura

Se supone que el terreno tiene una temperatura media de 20°C. Se toma que $\theta_s= 90^\circ\text{C}$ debido a que se utiliza un aislamiento XLPE. Luego $K_t=1,04$.

- Factor de resistividad

Se puede considerar que el terreno que se encuentra es de arena, por lo que se obtiene una resistividad térmica del terreno de 1,5km/W. Por lo tanto $K_r=1$.

Por lo tanto:

$$I_{ADMISIBLE_TABLA} = I_{TABLA} \times K_p \times K_t \times K_r = I_{TABLA} \times 1,02 \times 1,04 \times 1 = I_{TABLA} \times 1,0608$$

Se concluye que:

Aislamiento: 262,46 A.1, 0608= 178,39A → Si restringe a la sección de 95mm²

Para el Cable RHZ1-RA+2OL

0,124 Ohm/km para una sección de 1000mm²
 L=11,5 km (Caseta de seccionamiento - Subestación Parralejos) } → Si restringe a la sección

El cable elegido para evacuar a 220KV es un cable subterráneo RHZ1-RA+2OL de *General Cable*, de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), unipolar (single-core) y sección 1000 mm².

► **Cable Submarino**

En los cables submarinos, el reglamento no indica la utilización de los factores de corrección.

Por lo que se limita a impedir que los cables sobrepasen las intensidades admisibles.

Hay que diferenciar las secciones entre el cable de los cuatro circuitos que une a los aerogeneradores con la subestación Offshore, y el que une la subestación Offshore con la caseta de seccionamiento, debido a que la intensidad que circula por ellos es totalmente diferente.

a- Unión entre circuito de cinco aerogeneradores y subestación Offshore
Tensión a 33kV

La intensidad máxima admisible es:

$$I_{CIRCUITO} = \frac{25 \cdot 10^3 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 33 \text{ kV}} = 437,39 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta este valor de corriente calculado y la tensión de 33 kV, se elige el cable más adecuado.

La opción elegida es un cable submarino BS7870 - 4.10 - de Nexans, de aluminio, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), unipolar (single-core) y sección de 185 mm².

b- Unión subestación Offshore y caseta de seccionamiento**Tensión a 220 kV**

La intensidad máxima admisible es:

$$I_{EVACUACION} = \frac{100 \cdot 10^3 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV}} = 262,43 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta este valor de corriente calculado y la tensión de 220 kV, se elige el cable más adecuado.

La opción elegida es un cable submarino IEC 62067 de Nexans, de cobre, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), unipolar (single-core) y sección de 1200 mm².

c- Unión parque comercial y subestación offshore**Tensión a 10 kV**

$$I_{PARQUE_COMERCIAL} = \frac{250 \text{ kW}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ kV}} = 14,44 \text{ A}$$

Se elige el cable más adecuado en función del valor de la corriente calculada y la tensión de 10 kV.

La opción elegida es un cable IEC 60502-2 de Nexans submarino, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), tripolar y sección de 70 mm².

5.2.2 CÁLCULO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.

La determinación de la sección en función de la caída de tensión se realizará mediante la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3}.I.L.(R.\text{Cos}\phi + X.\text{Sen}\phi)$$

La caída de tensión producida en la línea, puesta en función del momento eléctrico y expresada en forma porcentual, teniendo en cuenta las fórmulas anteriores y realizando unas simplificaciones, viene dada por :

$$\Delta U(\%) = \frac{P.L}{100.U^2} . (R + X.tg\phi)$$

En donde:

- ΔU : caída de tensión.
- P: potencia (kW).
- U: tensión compuesta en (kV).
- I: intensidad (A).
- L: longitud de la línea (km).
- R: resistencia del conductor (Ω/km).
- X: reactancia a frecuencia 50 Hz (Ω/km).
- ϕ : ángulo de desfase entre la tensión e intensidad.

Aunque ya se han hallado las secciones de los cables a las distintas tensiones de evacuación, una vez que se tiene el cable escogido, simplemente se comprueba que la caída de tensión no sobrepase el 5,5%

Pero a su vez, los parámetros de R y X, dependen de la sección. Por ello y para simplificar el cálculo se va a emplear la siguiente ecuación:

$$\Delta U(\%) = \frac{P.L}{100.U.X.S}$$

En donde:

- P: potencia (W).
- U: tensión compuesta en (V).
- L: longitud de la línea (m).
- X: conductividad del cobre ($\text{m}/\Omega.\text{mm}^2$).
- S: sección del conductor (mm^2).

En esta última ecuación no hace falta separar las características del cable submarino y el subterráneo, debido a que ambos son conductores de cobre.

Por lo que se obtiene:

▸ **Cable Subterráneo**

$$\Delta U(\%) = \frac{100 \cdot 10^6 \times 11500}{220 \cdot 10^3 \times 58 \times 1000} / 100 = 0,9\%$$

▸ **Cable Submarino**

$$\Delta U(\%) = \frac{100 \cdot 10^6 \times 19400}{220 \cdot 10^3 \times 58 \times 1200} / 100 = 1,27\%$$

De los resultados obtenidos se concluye que los cables elegidos cumplen las especificaciones requeridas de la caída de tensión.

5.2.3 CÁLCULOS DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO.

Uno de los cálculos eléctricos necesarios para el diseño de la instalación eléctrica es el correspondiente a la intensidad máxima de corriente de cortocircuito, debido a que en función de su valor, serán seleccionados los componentes de la aparamenta.

Dicho cálculo se realiza para que se garanticen la estabilidad y la seguridad de la instalación eléctrica.

A continuación, se describen las características de los elementos que forman el sistema:

Alternador del Aerogenerador

- Potencia Nominal: 5MVA.
- Tensión nominal de generación: 950V.
- Impedancia subtransitoria de cortocircuito nominal: 10 %.
- Rango cos fi a potencia nominal: 1.

Transformador del Aerogenerador

- Potencia Nominal: 5MVA.
- Tensión nominal primaria: 33 kV.
- Tensión nominal secundaria: 950 V.

- Tensión nominal de cortocircuito Ucc: 6 %.

Transformador de la Subestación

- Potencia Nominal del Transformador: 31,7MVA.
- Tensión nominal primaria: 220kV.
- Tensión nominal secundaria: 33 kV.
- Tensión de cortocircuito Ucc: 8 %.
- Tiempo de despeje de defecto: 0,5 segundos.

El cálculo del cortocircuito se puede resumir en calcular la impedancia Zcc, impedancia equivalente de todas las impedancias entre el generador y el punto de falta.

Para esto se seguirá un proceso de cálculo en donde, primero se calculará las impedancias/reactancias a considerar obteniendo así el esquema unifilar de la instalación y por último se hallará la impedancia equivalente hasta el punto a considerar.

Determinación de parámetros base

Se elegirá como Sbase trifásica a la del transformador.

Notar que normalmente se tomará Ubase = Un (compuesta) para una zona, determinándose en el resto de zonas por la relación de transformación.

$$S_{Base} = 31,7MVA$$

$$U_{Base} = 33kV$$

$$U_{ALTA} = 220kV$$

$$Z_{Base} = \frac{U_{Base}^2}{S_{Base}} = 34,35\Omega$$

$$I_{Base_{BAJA}} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \times U_{Base}} = 0,5546A$$

$$I_{ALTA} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \times U_{ALTA}} = 0,0832A$$

Impedancia de cortocircuito en el aerogenerador

Será la suma de las impedancias que se encuentran en el propio alternador y en el aerogenerador. Se debe recordar en todo momento la base a la que está asociada.

Primero se halla la impedancia de cortocircuito del alternador en la base común:

$$Z_{CC\text{-alternador}} = Z_{CC\text{propia}} \cdot \frac{S_{Base}}{S_{Propia}} = 0,1 \cdot \frac{31,7 \cdot 10^6}{5 \cdot 10^6} = 0,63 pu$$

Posteriormente se halla la impedancia de cortocircuito del transformador asociado al aerogenerador en la base común:

$$U_{CC} \approx Z_{CC} \Rightarrow Z_{CC\text{-transf}} = Z_{CC\text{propia}} \cdot \frac{S_{Base}}{S_{Propia}} = 0,06 \cdot \frac{31,7 \cdot 10^6}{31,7 \cdot 10^6} = 0,06 pu$$

Por lo que la impedancia de cortocircuito total por cada aerogenerador será:

$$Z_{CC\text{-aerogenerador}} = Z_{CC\text{-alternador}} + Z_{CC\text{-Transf}} = 0,69 pu$$

Impedancia del transformador de la subestación

En este apartado, aunque se sepa que es la misma base, se realizan los cálculos pertinentes:

$$U_{CC} \approx Z_{CC} \Rightarrow Z_{CC\text{-transf}} = Z_{CC\text{propia}} \cdot \frac{S_{Base}}{S_{Propia}} = 0,08 \cdot \frac{31,7 \cdot 10^6}{31,7 \cdot 10^6} = 0,08 pu$$

Impedancia de las líneas

Para el cálculo de las impedancias de las líneas se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{LÍNEA} = Longitud_{LÍNEA} \times X_{CABLE}$$

Se debe diferenciar entre el cable subterráneo y el submarino, y a su vez, éste último, en el tramo que une la subestación Offshore con la subestación Parralejos, los circuitos que unen los aerogeneradores y la subestación Offshore y el tramo que une el parque experimental con la subestación Offshore.

$$Z_{SUBTERRANEA} = Longitud_{LÍNEA} \times X_{CABLE} = 11,5Km. \times 0,124\Omega / Km = 1,426 pu$$

$$Z_{SUBMARINA-SUB-OFFSHORE-CASETA-SECCIONAMIENTO} = Longitud_{LÍNEA} \times X_{CABLE} = 19,4Km \times 0,203 = 3,94 pu$$

$$Z_{SUBMARINA-CIRCUITO_AEROG_SUB_OFFSHORE} = Longitud_{LÍNEA} \times X_{CABLE} = 4,88Km \times 0,13\Omega / Km = 0,634 pu$$

$$Z_{SUBMARINA-PARQUE_EXPEROMENTAL_SUB_OFFSHORE} = Longitud_{LÍNEA} \times X_{CABLE} = 2,1Km \times 0,119 = 0,25 pu$$

Impedancia de la red

La potencia de cortocircuito proveniente de la red depende del punto de conexión donde se conecta el parque eólico.

Se conectará a la red de transporte a 220 KV, por lo que se tendrá una Pcc de 750 MVA aproximadamente en dicho punto, así que la impedancia Xred será:

$$X_{Red} = \frac{S_{Base}}{S_{Cortocircuito}} = \frac{31,7 \cdot 10^6}{750 \cdot 10^6} = 0,042 pu$$

Esquema Unifilar de la instalación

En las figuras 5.1y 5.2 se muestran el esquema unifilar de la instalación y su simplificado.

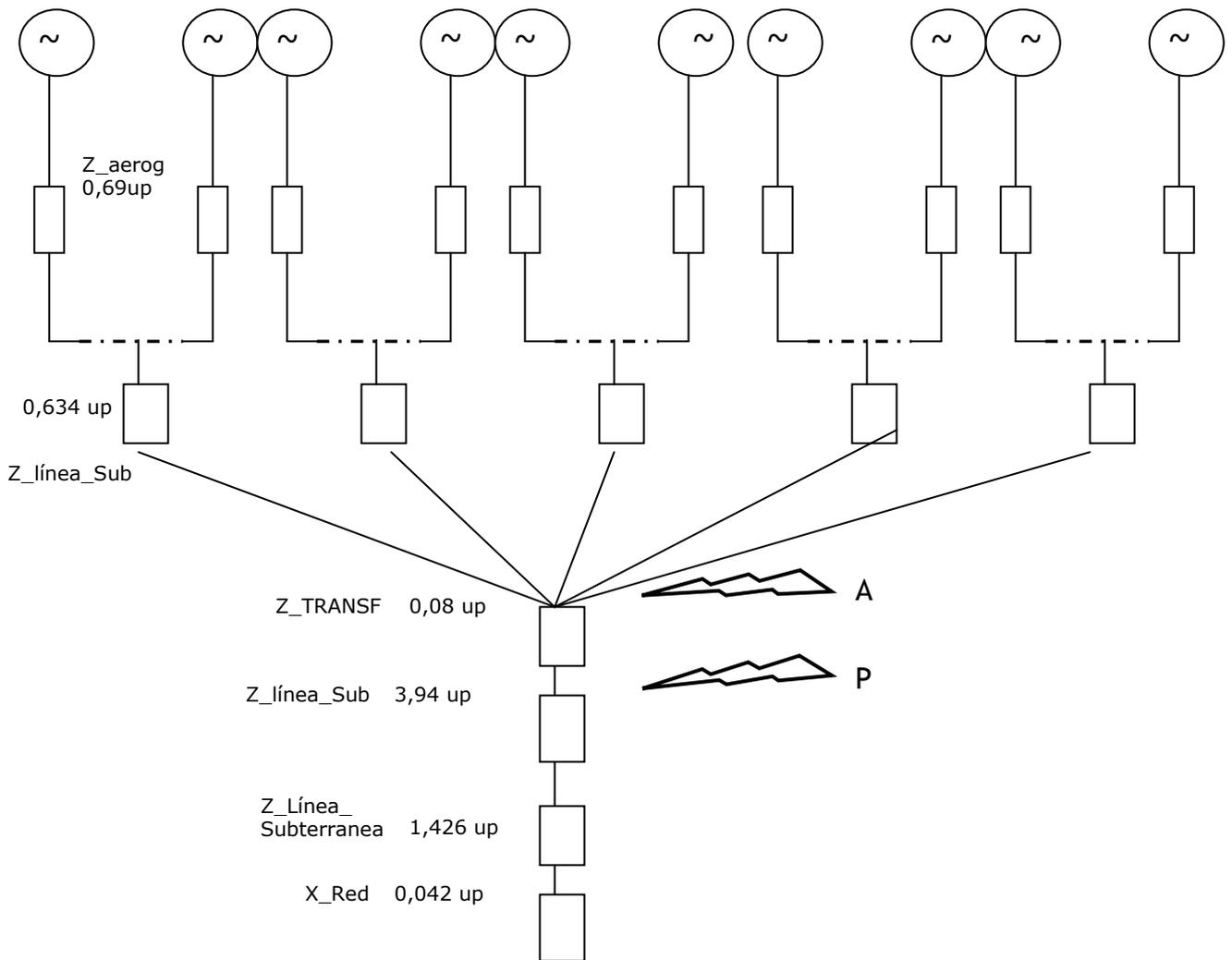


Figura 5.1. Esquema Unifilar de la Instalación.

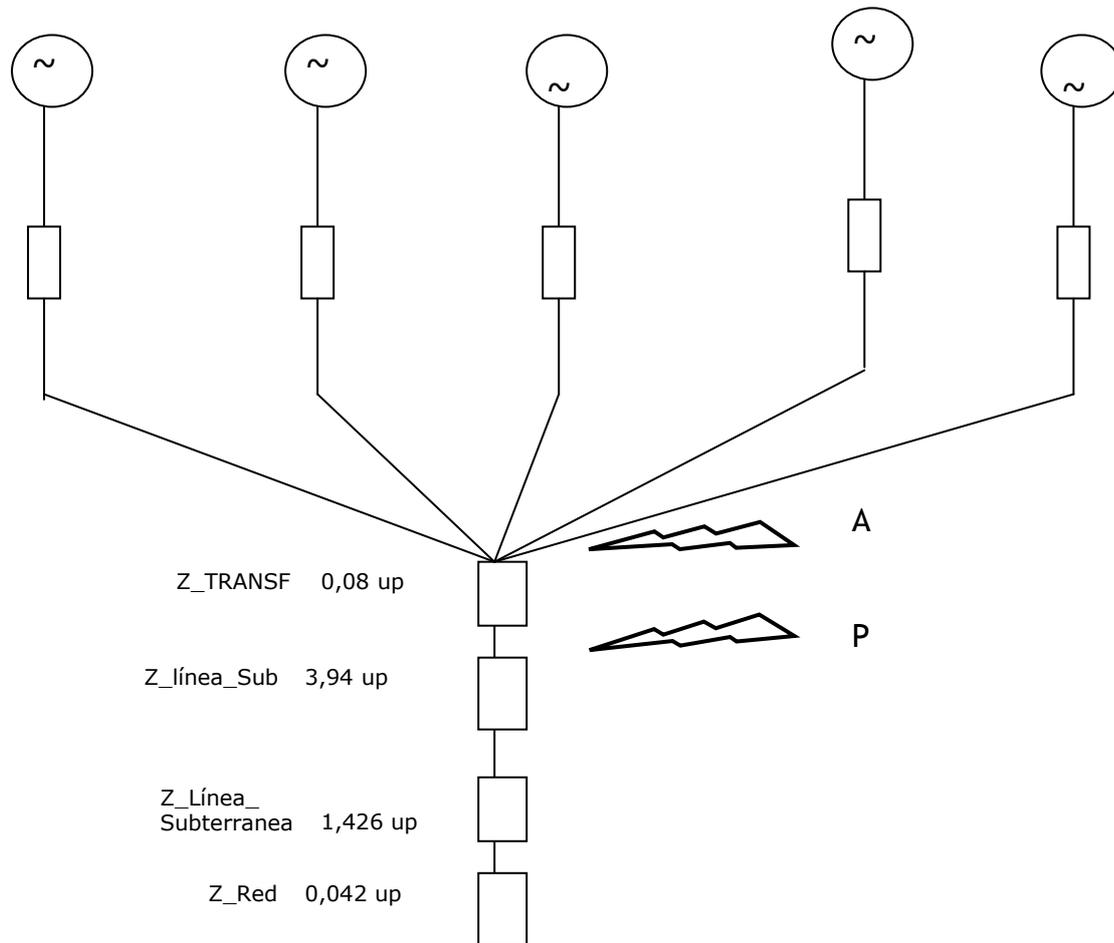


Figura 5.2. Esquema Unifilar Simplificado de la Instalación.

Valores de la intensidad de cortocircuito

A continuación se obtienen los valores de la intensidad de cortocircuito en las zonas más críticas, que son la parte anterior (A) y posterior (P) del transformador.

$$i_{cca} = \frac{5 \times 1}{0,265} + \frac{1}{0,08 + 3,94 + 1,426 + 0,042} = 19,05 pu$$

$$\Rightarrow i_{cca} \times I_{BASE_{BAJA}} = 19,05 \times 0,5546 = I_{cca} = 10,56 A$$

$$i_{ccP} = \frac{1}{0,053 + 0,08} + \frac{1}{3,94 + 1,426 + 0,042} = 7,704 pu$$

$$\Rightarrow i_{ccP} \times I_{ALTA} = 7,704 \times 0,8967 = I_{ccP} = 6,908A$$

Se puede concluir, hallados estos valores de intensidades de cortocircuito, que son admisibles tanto para los interruptores como para los cables, por lo que no serán valores restrictivos.

Para los interruptores, debido a que su poder de corte es muy superior a los valores anteriormente calculados, la instalación está asegurada.

Para los cables, las secciones elegidas de los conductores soportan intensidades de cortocircuito de mayor valor que las obtenidas, por ello la intensidad de cortocircuito no será restrictiva.

Valores admisibles por los cables

A continuación se va a hallar los valores de corriente de cortocircuito máximos que puedan ser soportados por los cables, con el fin de comprobar la seguridad de la instalación.

Se tendrá en cuenta la siguiente expresión referente a la intensidad máxima admisible bajo condiciones de cortocircuito:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{m\acute{a}x}}}$$

Siendo:

I_{cc}: Intensidad de cortocircuito admisible para ese tiempo, sección y material.

S: Sección del conductor.

K: Constante relativa al material del cable y a las temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

Principalmente se usan dos valores:

- Para conductores de cobre: 142 [A.sg-1/2 /mm²].
- Para conductores de aluminio: 93 [A.sg-1/2 /mm²].

t_{máx}: Tiempo máximo que el cable de dicha sección puede aguantar esa intensidad de cortocircuito.

Para este caso, como se han elegido cables de cobre, K valdrá 142(A.sg-1/2 /mm²) y el tiempo supuesto de actuación de las protecciones será inferior a 0,5 segundos por lo que,

- **Para una sección de 185mm², se obtiene el siguiente valor de I_{cc}:**

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{m\acute{a}x}}} \Rightarrow I_{cc} = 185 \times 142 / \sqrt{0,5} = 37,15KA$$

- Para una sección de 1200mm², se obtiene el siguiente valor de I_{cc}:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{máx}}} \Rightarrow I_{cc} = 1200 \times 142 / \sqrt{0,5} = 241KA$$

- Para una sección de 1000mm², se obtiene el siguiente valor de I_{cc}:

$$\frac{I_{cc}}{S} = \frac{K}{\sqrt{t_{máx}}} \Rightarrow I_{cc} = 1000 \times 142 / \sqrt{0,5} = 201KA$$

Con estos valores obtenidos se puede asegurar que los cables soportan perfectamente los valores de cortocircuito calculados previamente. Además se puede comprobar como coinciden estos valores admisibles con los que se encuentran en las tablas de características de los cables en el documento de Anexos de este proyecto.

Capítulo 6

REPERCUSIÓN AMBIENTAL

6.1 SCOPING

La información necesaria para la iniciación de la evaluación de impacto ambiental, de acuerdo con el Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de evaluación del impacto ambiental viene recogida en el procedimiento denominado como Scoping.

El término “Scoping”, aplicado a la Evaluación de Impacto Ambiental, viene a significar “contenido y alcance”, es decir se trata de determinar qué factores ambientales deben ser tenidos en cuenta y el grado de profundidad con que debe analizarse cada uno de ellos. A partir de ahí, se elaboran las directrices que acotan la redacción del estudio y orientan la Evaluación de Impacto Ambiental.

El “Scoping” se puede entender como una fase de la Evaluación de Impacto Ambiental previa al Estudio de Impacto Ambiental, prevista en la legislación de ciertos países, dirigida a encuadrar dicho estudio en relación con las exigencias de la Administración, las instituciones y la percepción de la población afectada.

La justificación del “Scoping” reside en que cada proyecto y cada entorno requieren un enfoque específico en función de las particulares circunstancias que le afecten, y en que la realización del Estudio de Impacto Ambiental puede ser demasiado compleja y desproporcionada si no se definen bien sus objetivos.

El Reglamento español de Evaluación de Impacto Ambiental no utiliza el término “Scoping”, pero sí una versión del mismo en el artículo 13 del R.D. 1131/1988, por el que se aprueba el mencionado reglamento, formando parte del procedimiento administrativo, si bien su aplicación no es obligatoria para el Órgano Ambiental.

La fase de “Scoping” se desarrolla en varias etapas genéricas que se describen a continuación:

- 1.- Preparación de un informe preliminar definiendo la actividad propuesta y sus posibles efectos. El Reglamento español lo contempla como elaboración de Memoria Resumen por el promotor.
- 2.- Notificación a las partes interesadas (Órgano Ambiental, Administraciones, instituciones y población afectadas) y recogida de sus puntos de vista. El Reglamento español lo contempla como Presentación de la Memoria Resumen al Órgano Ambiental e iniciación, por parte de éste, de consultas a administraciones, instituciones y personas afectadas.
- 3.- Determinación de las alternativas a considerar (incluida la alternativa “0”: no intervenir), de los factores ambientales a analizar y del grado de profundización requerido para cada uno de ellos.
- 4.- Emisión de unas directrices específicas para la realización del estudio, y en general, para la Evaluación de Impacto Ambiental. Estas dos últimas etapas se traducen en el Reglamento, en el

traslado al promotor de las respuestas y otras consideraciones sobre los aspectos más significativos a tener en cuenta en el estudio de impacto ambiental.

6.2 ELEMENTOS RECEPTORES DEL IMPACTO DE UN PARQUE EÓLICO

A continuación, se presenta una tabla donde se recoge, con carácter informativo, todos los posibles elementos receptores de impacto del parque eólico marino así como del proyecto de plataforma de medición de vientos.

Tabla 6.1. Potenciales elementos receptores de impacto del parque eólico marino “Barbate I” así como del proyecto de plataforma de medición de vientos

SISTEMA	SUBSISTEMA	VARIABLE AMBIENTAL
FÍSICO NATURAL	Medio Inerte	Calidad Atmosférica
		Calidad Hidrológica
		Suelo Marino
		Suelo Litoral (foreshore y backshore)
	Medio Biótico	Comunidades Litorales
		Comunidades Bentónicas
		Comunidades Pelágicas (especies pelágicas y mamíferos marinos)
		Recursos pesqueros
		Procesos Biológicos (Reproducción y Alevinaje)
		Avifauna
Procesos	Dinámica Marina y Litoral	
PERCEPTUAL	Paisaje	Paisaje
SOCIOECONÓMICO	Usos del Territorio	Rutas de Navegación

El hecho de que el parque eólico marino se localice en la zona nº 15 del estudio de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del litoral español para instalaciones de parques eólicos marinos dentro de

la zona con limitaciones, color amarillo, implica una serie de afecciones especiales que se detallan a continuación y que quedan reflejadas en la figura 6.1:

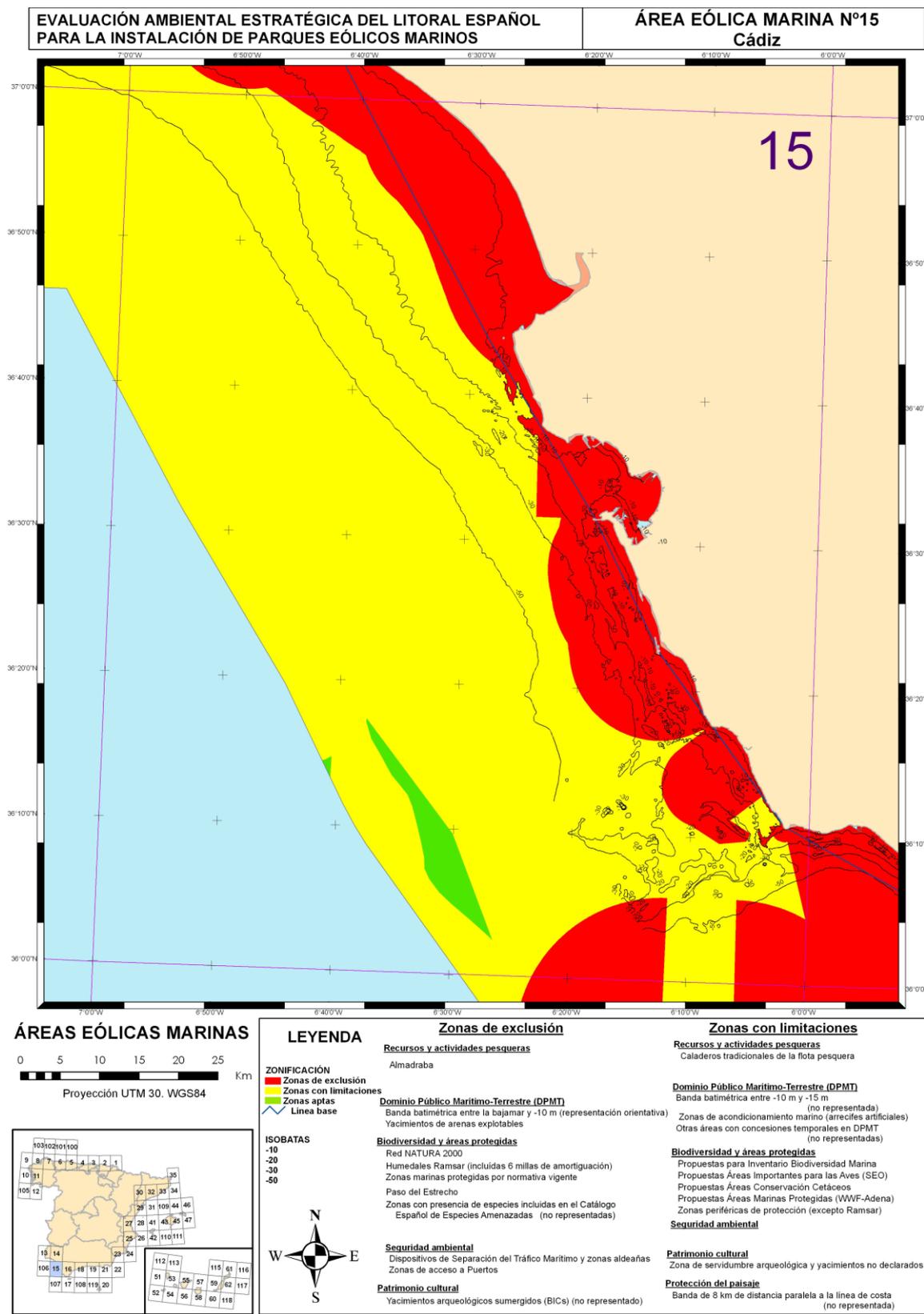


Figura 6.1. Principales afecciones de la zona nº 15 del estudio de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del litoral español para instalaciones de parques eólicos marinos.

Dentro del sistema físico natural, en concreto en el medio biótico, habría que hacer referencia a las afecciones relativas a la diversidad y áreas protegidas: a) Propuestas de Inventario de Biodiversidad Marina, b) Propuestas de Áreas Importantes para las Aves (SEO), c) Propuestas de Áreas Conservación Cetáceos, d) Propuestas Áreas Marinas Protegidas (WWF - Adena) y e) Zonas Periféricas de Protección (excepto Ramsar). Por lo que respecta al medio inerte, habría que hacer mención al patrimonio cultural: zona de servidumbre arqueológica y yacimientos no declarados

Por lo que respecta al sistema perceptual, habrá que centrarse en la protección del paisaje, donde se emplaza la banda de 8 km de distancia paralela a la línea de costa (no representada en la figura 10). La siguiente figura da una idea del efecto perceptual que podría tener un aerogenerador situado a distintas distancias de la línea de costa.



Figura 6.2 Efecto perceptual de un aerogenerador situado a distintas distancias de la línea de costa.

Finalmente, se deberá tener en consideración el sistema socioeconómico, en concreto los usos del territorio, donde se ubican: a) los recursos y actividades pesqueras con los caladeros tradicionales de la flota pesquera y las almadrabas b) el Dominio Público Marítimo-Terrestre (DPMT) definido por la banda batimétrica entre 10 y 15 m (no representada en la figura 10), la Zona de Acondicionamiento Marino (arrecifes artificiales, no representada en la figura 10), las áreas de concesiones temporales en el DPMT (no representadas en la figura 10), zona de extracción de áridos (no representadas en la figura 10), zonas portuarias (no representadas en la figura 10) y zonas militares (no representada en la figura 10) y zonas de rutas de navegación marítima (no representada en la figura 10).

DOCUMENTO N° 2

ESTUDIO ECONÓMICO Y DE VIABILIDAD

2.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este estudio es analizar la rentabilidad económica de un parque eólico marino de 100 MW denominado "Barbate I", situado frente a las costas de Barbate. Para ello se va a aplicar El Método de Valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descontado (DCF por sus siglas en inglés), con el que se va a determinar el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleja el coste de capital aportado. Finalmente se comparará el TIR nominal obtenido con el WACC previamente definido para determinar si se acepta o se rechaza el proyecto.

El TIR nominal se calculará considerando un parque eólico de 100 MW conectado a la red y compuesto por 20 aerogeneradores de 5 MW de potencia cada uno, un apalancamiento del 70%, un coste unitario de inversión por MW instalado de 3.100 k€, un coste medio de conexión a red por MW instalado cifrado en 362.000 €, y los subsidios a la energía generada por el proyecto recogidos en el Real Decreto 661/2007, tomando la prima máxima de referencia, esto es, 8,43 c€/kWh.

2.2 ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PEM "Barbate I"

Previamente al análisis de rentabilidad de un proyecto es condición *sin ecuanon* establecer la escena de partida. En la que hay que considerar las siguientes variables:

- a. Curva y factor de potencia de los aerogeneradores, disponibilidad, costes de inversión y de explotación (información del promotor / contratista y auditada por al asesor técnico)
- b. Recurso eólico (número de horas de funcionamiento)
- c. Tarifas aplicables (remuneración a mercado)
- d. Inflación (Crecimiento de ingresos y gastos)
- e. Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD)
- f. Plazo de amortización del préstamos
- g. Tipo de interés, margen de financiación, comisiones

Los términos que se acaban de citar no se van a explicar a continuación por se irán explicando más adelante cuando sea conveniente a excepción del Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD).

A la hora de diseñar la estructura financiera se deben tener en cuenta las siguientes magnitudes:

- a. Aportación de fondos propios al proyecto
- b. Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD)
- c. Plazo de amortización y vida media de la deuda

El primero de estos dependerá fundamentalmente de nivel de riesgo que deseen asumir las entidades financieras sobre la inversión total del proyecto. En proyectos muy contrastados y dotados de un marco

económico - legal muy estable, se encuentran casos en los que se pueden pedir aportaciones a los socios, inferiores al 10% de la inversión total, Por otro lado, en proyectos que conllevan riesgos difíciles de modelizar, se puede exigir hasta un 30% de aportación en fondos propios.

En cuanto al RCSD, medirá la capacidad de un proyecto para generar flujos de caja suficientes para devolver la deuda y sus gastos financieros en cada ejercicio, es decir, se podría calificar como el "músculo" del proyecto, Figura 2.1.

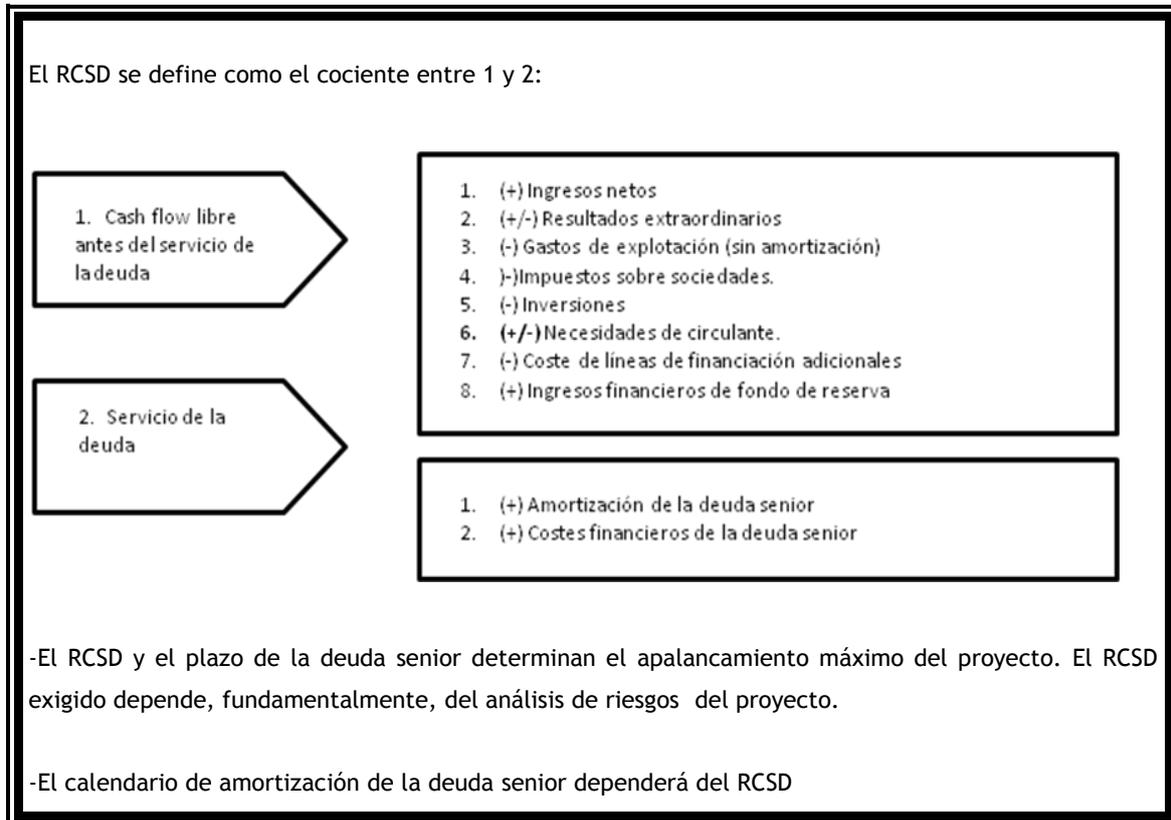


Figura 2.1. Definición del RCSD.

A partir del Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD), se podrá deducir el importe máximo de financiación bancaria del proyecto

El Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD) se calcula de la siguiente forma:

$$\text{RCSD} = \text{FCD} / \text{SD}$$

Donde,

FCD: flujo de caja disponible para el servicio de la deuda

SD: servicio de la deuda anual = $i + \text{ppal}$

i: interés de la deuda

ppal: capital principal de la deuda

Si $RCSD > 0$, la empresa dispone de flujo de caja suficiente para cubrir el servicio de la deuda anual.

Si $RCSD < 0$, la empresa no dispone de suficiente flujo de caja para afrontar los servicios de la deuda anual.

Así, cuanto mayor sea el valor de este ratio, mejor será la situación de la empresa para hacer frente al servicio de la deuda anual.

Tras la escena de partida, en el análisis de viabilidad de un parque eólico habrá que tener en cuenta los siguientes factores:

1. Fases de desarrollo del proyecto
2. Principales parámetros que afectan a la rentabilidad de un proyecto
 - a. Costes de Inversión: hace referencia al dinero a invertir en aerogeneradores, infraestructura eléctrica, obra civil, etc.
 - b. Gastos: entre los que se encuentra los costes de operación y mantenimiento, alquiler de terrenos, seguros, costes de gestión, mano de obra etc.
 - c. Producción eólica
 - d. Ingresos de explotación por la venta de energía
3. Análisis de rentabilidad de un proyecto
 - a. Criterios para medir la rentabilidad: Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).
 - b. Método de valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descontado
 - c. Decisiones de inversión
 - d. Análisis de sensibilidad
4. Formas de financiación y análisis de riesgos

2.2.1 FASES DE DESARROLLO DEL PROYECTO

Las fases que comprende un proyecto offshore son: promoción, construcción, explotación y mantenimiento y finalmente desmantelamiento.

La fase de promoción comprende las 4 etapas descritas en el R.D. 1028/2007, que se corresponden con: fase de solicitud, fase de concurrencia, fase de reserva de zona y fase de investigación.

Una vez completadas y aprobadas las fases anteriores, se pasa a la fase de construcción que abarca: los aerogeneradores, las cimentaciones, las líneas de evacuación interna, la subestación offshore, la línea de evacuación marina y terrestre, punto de entrega, el sistema SCADA, etc.,

Cuando se termina la construcción de parque se inicia la fase de explotación. Durante los primeros meses de funcionamiento se procede a la optimización de su funcionamiento. El correcto funcionamiento va a depender en gran medida de como se lleve a cabo el mantenimiento del parque.

De esta manera se reducen las averías, esto es, el tiempo en el que el aerogenerador está parado y por tanto no produciendo electricidad lo que supone una pérdida de rentabilidad.

Finalmente, una vez superada la vida útil del parque se puede proceder a una repotenciación del mismo que será función del marco legislativo y del precio de mercado de la electricidad. Para ello, se procederá al desmantelamiento de los antiguos aerogeneradores. Dichos aerogeneradores todavía pueden tener un valor residual si se venden en el mercado de segunda mano.

2.2.2. PRINCIPALES PARÁMETROS QUE AFECTAN A LA RENTABILIDAD

Con respecto a los **costes de inversión** que se van a tener en cuenta en el análisis de viabilidad se encuentran los costes unitarios de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, (fuente: DELOITTE "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España"). En este valor se considera incluido la extensión de la garantía de 2 a 5 años con el fabricante de los aerogeneradores que a su vez se encargará del mantenimiento.

Otro coste de inversión muy importante es el coste medio de conexión a red por MW instalado que se cifra en 362.000 €/MW, según DELOITTE "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España". El coste medio de conexión a red se descompone en: la estación de transformación y el cable que va de la estación a la costa, (277 k€/MW) así como la red interna de cables entre las turbinas (85 k€/MW). Estos costes en otros países como Dinamarca y Alemania son sufragados por el operador de la red de transporte. Sin embargo, en España este coste no corre a cargo de Red Eléctrica de España (REE) sino de los promotores.

Por lo que respecta a los **gastos** hay que mencionar los costes unitarios de explotación, 80 €/MWh en 2008 que han sido actualizados anualmente con el IPC y el factor X. El valor del factor X, es el valor a detracer del IPC, que también está definido en el RD 661/2007, concretamente en la Disposición Adicional Primera. Indicar que los cinco primeros años de funcionamiento estos costes se reducen a la mitad debido al período de garantía.

A la hora de estimar la **producción eólica** se ha utilizado el Atlas Eólico de España del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) que ha sido desarrollado por la empresa Meteosim Truewind.

Se ha utilizado este Atlas porque es una herramienta que permite identificar y realizar una evaluación inicial del recurso eólico existente en cualquier área del territorio nacional.

Para este proyecto se ha estimado el recurso eólico a partir del nodo más próximo, que es el punto azul cuyas coordenadas UTM para Huso 30° son (213109, 4003354) a nuestro emplazamiento referido a la subestación marina que es el punto verde con coordenadas UTM para Huso 30° (210909, 4003242), Figura 2.2.

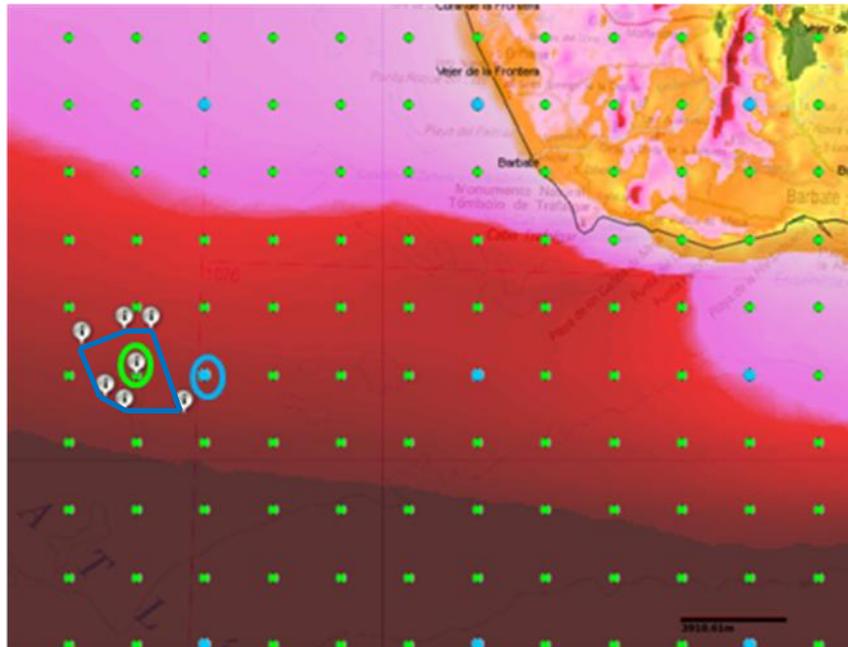


Figura 2.2. Emplazamiento elegido (círculo verde) y nodo más próximo (círculo azul).

Una vez elegido el nodo más próximo se procede a estimar la producción energética que proporcionaría un aerogenerador expresado en términos de energía (MWh/año) bruta y neta mediante el uso de la aplicación denominada **generación eólica**.

Para llevar a cabo el proceso anterior es necesario especificar los parámetros de la curva de potencia [valor de producción (kW) para cada Velocidad (m/s), según las especificaciones del fabricante] para el aerogenerador que es objeto de estimación. Para este proyecto se ha escogido un aerogenerador de clase 5 MW, en concreto, REpower 5M.

Como resultado se obtuvieron dos valores uno de producción bruta, 21.358 MWh/año y otro de producción neta 18.154 MWh/año, que se traduce en 3.630 horas equivalentes. Indicar que este último valor se obtiene de aplicar un coeficiente de corrección de pérdidas global del 15%, que considera la existencia de pérdidas de producción por indisponibilidades técnicas de parque y de red, pérdidas eléctricas, efecto estela, etc.

Es necesario indicar que estos resultados llevan asociados una incertidumbre y que no todos los aerogeneradores comerciales pueden implantarse en el emplazamiento determinado con garantías técnicas, esto es, la modelización del Atlas Eólico no puede estimar la clase de emplazamiento. Por tanto, para la determinación precisa del recurso deben realizarse campañas de prospección in situ durante el tiempo suficiente y con la instrumentación adecuada. Esto se lleva a cabo en la fase de Reserva de Zona.

Finalmente, se va a hacer referencia a los **ingresos de explotación** por la venta de energía. En el caso de las tarifas y primas para las instalaciones de la categoría b), grupo b.2.2: energía eólica (artículo 38.1, RD 661/2007), la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se

regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial será de 8,43 c€/kWh y el límite superior 16,40 c€/kWh. En este proyecto se le adjudicará la prima máxima, esto es, 8,43 c€/kWh. Este valor es del año 2007. De ahí que se haya actualizado para el año 2017 y sucesivos con el IPC y el Factor X.

A continuación se presentan los valores de las variables anteriormente citadas correspondientes al proyecto en cuestión, tabla 2.1.

Tabla 2.1. Principales características del Parque Eólico Marino “Barbate I”.

Parámetros de la instalación	Unidad
Tamaño del parque	100 MW
Año de construcción	2016
Fecha de entrada en funcionamiento	2017
Vida contable	20 años
Coste unitario total de inversión	3.100 k€/MW
Coste medio de conexión a red	362.000 €/MW
Coste de explotación* en el período de garantía	45,45 €/MWh
Horas de funcionamiento (fase madura)	3.630 Horas
Ingresos de explotación	Mercado. Prima Máxima de Referencia (84,30€/MWh) Evolución con IPC menos factor de corrección X (establecido en RD 661/2007)
IPC (%)	2% a partir de 2012
Factor X	0,50% a partir de 2012
Valor residual	0

Con respecto al análisis de rentabilidad de este proyecto se va a considerar el Método de Valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descontado concluyendo con las decisiones de inversión.

2.2.3. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE UN PROYECTO

2.2.3.a CRITERIO DE RENTABILIDAD: VALOR NETO ACTUALIZADO (VAN) Y TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

El Valor Actualizado Neto (VAN) es aquel que permite determinar la valoración de una inversión en función de la diferencia entre el valor actualizado de todos los cobros derivados de la inversión y todos los pagos actualizados originados por la misma a lo largo del plazo de la inversión realizada

$$VAN = -A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+k)^t}$$

Siendo

A = Desembolso inicial

Q_t = Flujo neto de caja en el período t

r = Tasa de descuento que refleja el rendimiento mínimo requerido por la empresa a sus inversiones, es decir, el coste de oportunidad de los usos alternativos de fondos

n = Vida útil estimada de la inversión

A continuación, se va a hacer referencia al significado económico del VAN:

- La tasa de actualización: r, debe ser la exigencia mínima de rentabilidad por parte de la empresa inversora o, en su defecto, el coste de capital o coste medio ponderado e incremental de los recursos financieros inmovilizados en el proyecto.
- Si se utiliza el coste medio del capital, el criterio de evaluación tratado proporciona la rentabilidad total de proyecto, actualizada al momento inicial, es decir proporciona la ganancia total neta en unidades monetarias del momento de la evaluación, una vez que con los flujos netos de caja se ha devuelto el capital invertido inicialmente, así como se ha hecho frente a su retribución en función del ratio de estructura recursos propios/ recursos ajenos empleados en la financiación del proyecto.
- Luego todo proyecto con VAN = 0 genera los suficientes recursos como para devolver la inmovilización financiera inicial (tanto propia como ajena), así como para retribuirla. Si el proyecto tuviese un VAN positivo, permitiría dotar de reservas, con lo que se contribuye al aumento de los recursos propios de la empresa.

Mientras que la Tasa Interna de Retorno de un proyecto de inversión (TIR) se define como aquel tipo de actualización o descuento que hace igual a cero el valor actual neto, i.e, el tipo que iguale al valor actual de los flujos de caja con el desembolso inicial:

$$-A + \sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+r)^t} = 0 \quad \text{donde } r = \text{TIR}$$

El VAN y el TIR son criterios que proporcionan ciertas normas para la toma de decisiones de inversión y que se caracterizan por:

- Ambos se basan en las mismas hipótesis, evalúan las inversiones a partir de las características financieras de las mismas y consideran la dimensión temporal como un elemento crucial en la determinación del valor.
- Se trata de criterios complementarios que valoran los proyectos de inversión en función de sus rentabilidad, medida tanto en términos absolutos (VAN) como en términos relativos (TIR).
- La solución propuesta por cada uno de estos dos criterios ante la decisión de aceptación o rechazo de un proyecto de inversión es idéntica en algunas ocasiones, como es el caso de las inversiones cuyos flujos de caja presentan una estructura simple o convencional; sin embargo,

los resultados pueden ser diferentes si se trata de establecer un orden de preferencia entre varios proyectos alternativos cuando las inversiones no presentan una estructura convencional (no simples).

2.2.3.b MÉTODO DE VALORACIÓN DE UN PROYECTO DE FLUJO DE CAJA DESCONTADO

El Método de Valoración de un Proyecto de Flujo de Caja Descontado (DCF por sus siglas en inglés) es utilizado para valorar un proyecto. El método de DCF determina el valor actual de los flujos de fondos futuros descontándolos a una tasa que refleja el coste de capital aportado. Esto es necesario porque los flujos de fondos en diversos períodos no pueden ser comparados directamente puesto que no es lo mismo contar con una cantidad de dinero ahora, que en el futuro.

Este método consta de 3 pasos principales:

1. **Estimación de los cash flows del proyecto:** para ello es necesario determinar la vida útil del proyecto y los free cash flows que genera la inversión durante la vida útil (inversión, previsión de ingresos, posibles subsidios, costes de explotación, etc.)
2. **Definir el coste de oportunidad y el perfil de riesgo:** para ello es necesario determinar la tasa de descuento (WACC) que se debe aplicar al proyecto (riesgo del proyecto, tipo de financiación del proyecto, estructura de capital escogida)
3. **Análisis de rentabilidad:** para ello hay que calcular el VAN de la inversión descontando los cash flows estimados y teniendo en cuenta el WACC previamente definido. Finalmente comparar el WACC con la TIR.

La determinación del coste de capital, esto es, tanto para los propietarios como de los tenedores de deuda se obtiene a través del promedio ponderado del costo de oportunidad de la inversión para los accionistas y el costo de la deuda financiera. Este Promedio Ponderado del Costo de Capital se conoce por sus siglas en inglés (WACC).

El WACC va a ser la tasa de descuento que se utilizará para descontar el cash flow de este proyecto para la valoración de su inversión, aceptándose cualquier inversión que tenga una rentabilidad superior al WACC. De forma intuitiva, el coste de capital medio ponderado representa la rentabilidad mínima que debe proporcionar una inversión para que sea aceptable, es decir, para que iguale o supere el coste de oportunidad del capital invertido.

A continuación se va ir desarrollando más en detalle cada uno de los pasos citados anteriormente.

1. ESTIMACIÓN DE LOS CASH FLOWS DEL PROYECTO

En este apartado se pretende calcular los flujos que genera el proyecto después de pagados todos los costes relacionados con la operación del mismo.

Para el presente proyecto de parque eólico es necesario reflejar:

- Inversión
- Coste de explotación
- Amortizaciones
- Fondo de maniobra necesario

De esta forma se determina el flujo libre de caja (FCF) para cada año. Todo esto se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 2.2. Flujos de caja para el Proyecto "Barbate I".

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017
Ingreso total medio (€/MWh)		168,47
+ Ingresos totales de explotación (miles €)		61.156,02
REMUNERACIÓN A MERCADO (€/MWh)		168,47
Horas de funcionamiento		3.630,00
Energía volcada a la red (MWh)		363.000,00
- Coste de explotación (miles €)		16.503,59
Coste unitario de explotación (€/MWh)		45,46
% s/ Ingresos de explotación		73,01%
= MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA) (miles €)		44.652,43
- Amortización (miles €)		23.080
= BENEF. ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES (EBIT)		21.572,43
- Impuestos sobre EBIT (miles €)		6.471,73
Tipo marginal (30%)		30%
= BENEFICIO NETO (miles €)		15.100,70
+ Amortización (miles €)		23.080
- Incremento de NOF		0,00
- Inversión en activos fijos (miles €)	346.200	0,00
+ Valor residual		
FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-346200	38.180,70

INGRESOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN

Para la obtención de los ingresos totales de explotación es necesario multiplicar:

Ingresos totales de explotación = Remuneración (€/MWh) x Potencia del parque (MW) x Horas de funcionamiento

Para el primer año de funcionamiento los ingresos totales fueron **61.156.020 euros** que resultaron de multiplicar una remuneración de 168,47 €/MWh por 100 MW de potencia por 3.630 horas equivalentes.

Con respecto a la remuneración es necesario indicar que esta viene recogida en el RD 1028/2007 en el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, en concreto en el Artículo 14. Apertura del procedimiento de concurrencia donde se indica que:

... En el mismo plazo de tres meses, todos los interesados, incluido el promotor que presentó su solicitud en primer lugar, presentarán una solicitud u oferta de prima, que se expresará en €/kWh producido (con cuatro decimales), de valor no superior al establecido en el artículo 38.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y que se aplicará a lo largo de toda la vida útil de la instalación...

De la información anterior se desprende que no existe la posibilidad de remuneración a tarifa regulada sino tan sólo a mercado, esto es, pool + prima.

A la hora de determinar la cuantía de la prima es necesario consultar el R.D. 661 / 2007 que hace referencia a la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en concreto en su artículo 38.1 donde se indica:

Artículo 38. Tarifas y primas para instalaciones de la categoría b), grupo b.2: energía eólica.

1. Para instalaciones del subgrupo b.2.2, la prima máxima de referencia a efectos del procedimiento de concurrencia que se regule para el otorgamiento de reserva de zona para instalaciones eólicas en el mar territorial será de 8,43 c€/kWh y el límite superior, 16,40 c€/kWh.

En el presente proyecto se ha optado por la máxima prima de referencia, esto es, los 8,43 c€/kWh. El valor de la prima variará en función del precio de mercado. Los valores de mercado utilizados se han sacado del PER (2011 - 2020), figura 2.3. Debido a que la vida útil del parque es de 20 años, estos es, hasta el 2037 y los datos del PER solo abarcan hasta el 2030, se ha optado por incrementar el precio de mercado en un euro por año a partir de esa fecha.

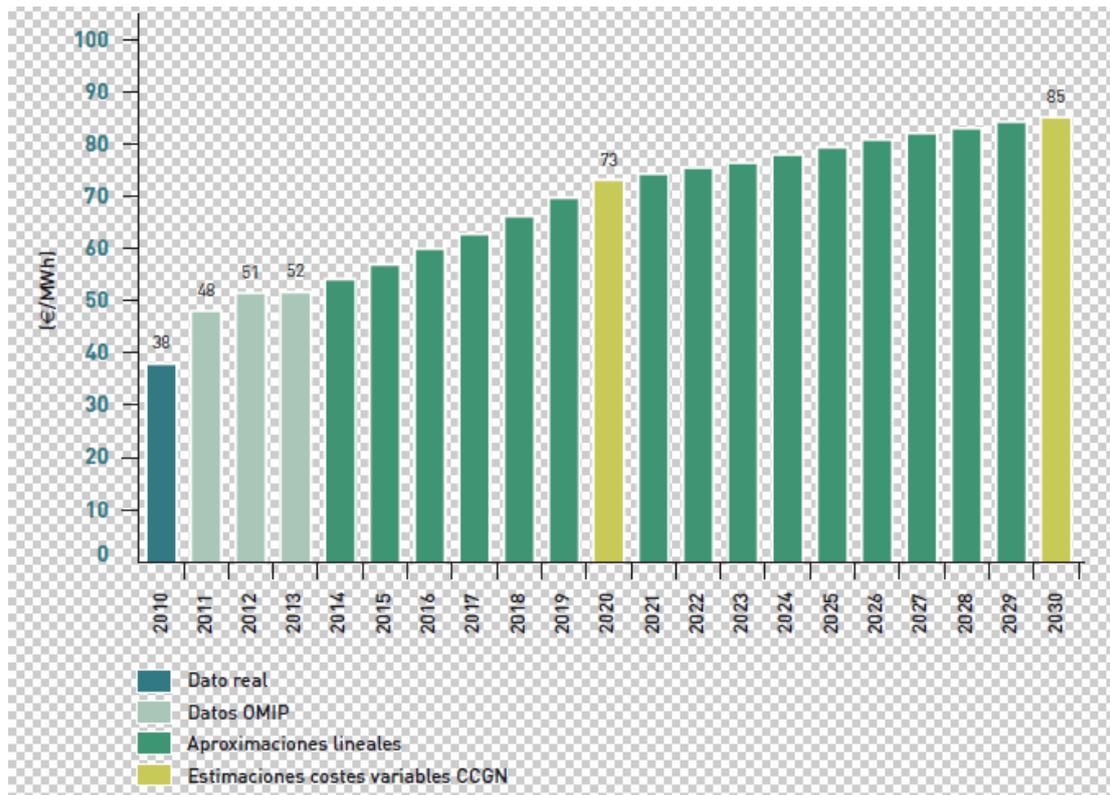


Figura 2.3. Estimación del precio de mercado eléctrico en el período 2010 - 2030.

El valor de la prima máxima de referencia hay que actualizarla con el IPC anual y detraerle el factor X según el R.D. 661/ 2007. A su vez es necesario sumarle los complementos por energía reactiva. En la siguiente tabla se puede apreciar el cálculo de la prima para el primer año en que era posible la construcción de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial así como para el primer año de funcionamiento del parque.

Tabla 2.3. Evolución de la remuneración a mercado.

EVOLUCIÓN DE LA REMUNERACIÓN

		2007	2017	2018
Prima de referencia	€/MWh	84,3000	100,7881	102,3000
Límite superior	€/MWh	164,0000	196,0766	199,0177
Evolución precio del mercado	€/MWh	39,4000	64,0000	67,0000
IPC	%	0,0360	0,0200	0,0200
Factor X	%	0,0025	0,0050	0,0050
<u>Complementos</u>				
Energía Reactiva				
Valor para cálculo E.reactiva	€/MWh	78,4410	92,1437	93,5258
Complemento reactiva	€/MWh	3,1376	3,6857	3,7410
Desvíos	€/MWh			
<u>RETRIBUCIÓN A MERCADO</u>				
Pool + prima	€/MWh	123,7000	164,7881	169,3000
Retribución total	€/MWh	126,8376	168,4739	173,0410

Con respecto a los costes de explotación se obtienen de multiplicar la energía volcada a la red (MWh) por el coste unitario de explotación (€/MWh).

La energía volcada a la red se obtiene de multiplicar las 3.630 horas de funcionamiento por los 100 MW de potencia instalada a su vez se multiplica por un coeficiente que indica el porcentaje de las horas equivalentes que se espera que la instalación funcione cada año.

Con respecto al coste unitario de explotación es necesario indicar que el precio del que se parte en 2008 es de 80 €/MWh. No obstante, es necesario actualizar dicho valor con el IPC anual así como restarle el factor X. Como se puede apreciar para el año 2017 el coste unitario de explotación es de 45,46 (€/MWh). Esto es debido a que durante los primeros cinco años de funcionamiento estos costes se reducen a la mitad debido al período de garantía que se suele negociar con el fabricante a la hora de cerrar el coste unitario de inversión por cada MW instalado.

En este caso el valor que se obtuvo para el primer año fue de **16.503.590 euros** que resultaron de multiplicar 363.000,00 MWh volcados a la red por el coste unitario de 45,46 (€/MWh).

MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA)

A la hora de determinar el Margen Operativo Bruto (EBITDA) el procedimiento a seguir es el siguiente:

EBITDA = Ingresos operacionales - Costes operacionales

Siendo los ingresos operacionales igual al precio de venta (€/MWh) por la energía generada en el parque (MWh) durante toda la vida del parque.

Respecto a los costes operaciones serán igual a costes de explotación del parque eólico (Operación y mantenimiento (O&P), aerogeneradores, cánones, impuestos locales, etc.) durante toda la vida del parque.

El EBITDA que se obtiene es igual a **44.652.430 de euros** para el primer año.

IMPUESTO TEÓRICO

Para determinar el impuesto teórico es necesario tener en cuenta las Amortizaciones y el Margen Neto de Explotación (EBIT).

Las amortizaciones son un artificio contable que se utiliza para imputar uniformemente la inversión que se realiza en un momento puntual en varios años de vida del proyecto. Para este proyecto, la

amortización de las inversiones de capital (CAPEX) se produce en 15 años y el tipo impositivo (impuesto sobre sociedades) es del 30% sobre el EBIT (BAII).

Para calcular la **amortización anual** es necesario dividir la inversión total entre los 15 años anteriormente mencionados. Así la inversión total realizada es igual 346.200.000 euros que resulta de la suma del coste unitario de inversión, (3.100 k€/MW), y del coste medio de conexión a red, (362.000 €/MW). Este valor resulta de multiplicar el coste unitario de inversión 3.100 k€/MW por los 100 MW que tiene el parque más el coste medio de conexión a red, (362.000 €/MW) por 100 MW. Si se procede a la división entre el número de años, 15, se obtiene un valor de **23.080.000 de euros**.

Para calcular los **Beneficios antes de Impuestos e Intereses (EBIT)** es necesario sustraer al Margen Operativo Bruto la amortización lo que da un resultado de **21.572.430 de euros**.

A continuación será necesario calcular el **Beneficio Neto** que resulta de restar a los Beneficios antes de impuestos e intereses un tipo marginal del 30% en concepto de impuestos, (6.471.730 euros). Como resultado se obtiene un valor de **15.100.700 de euros**.

FLUJO DE CAJA LIBRE

Para calcular el Flujo de Caja Libre se suma el Beneficio Neto más la amortización y el valor residual menos el incremento de las Necesidades Operativas de Fondos (NOF) y la inversión en activos fijos. El resultado obtenido es de **38.180.700 de euros**.

El término NOF hace referencia a la variación del Fondo de Maniobra (FM). El Fondo de Maniobra es la diferencia entre el activo a corto plazo y el pasivo a corto plazo. Dependiendo del desfase entre pagos y cobros, el Fondo de Maniobra será positivo o negativo. Si la variación del FM es positiva, el propio negocio se financia los compromisos a corto plazo. Si la variación del FM es negativa, los accionistas tienen que financiar los compromisos a corto plazo. En el presente proyecto, para simplificar se ha supuesto que el período de cobro a clientes es igual al de pago a proveedores. Por lo que el FM de maniobra es nulo.

Con respecto al valor residual hace referencia a aquella parte del costo de un activo que se espera recuperar mediante venta o permuta del bien al fin de su vida útil. En este caso el valor residual puede ser entendido como coste de desmantelamiento. Para simplificar se ha supuesto que su valor es igual a 0.

2. DEFINIR EL COSTE DE OPORTUNIDAD Y EL PERFIL DE RIESGO

Finalmente para calcular el Flujo de Caja Libre Descontado es necesario descontar los Flujos de Caja a un WACC. El WACC que se está utilizando para el presente proyecto, **7,24%**, resulta del siguiente proceso, figura 2.4.

Estimación InterMoney Energía 2009

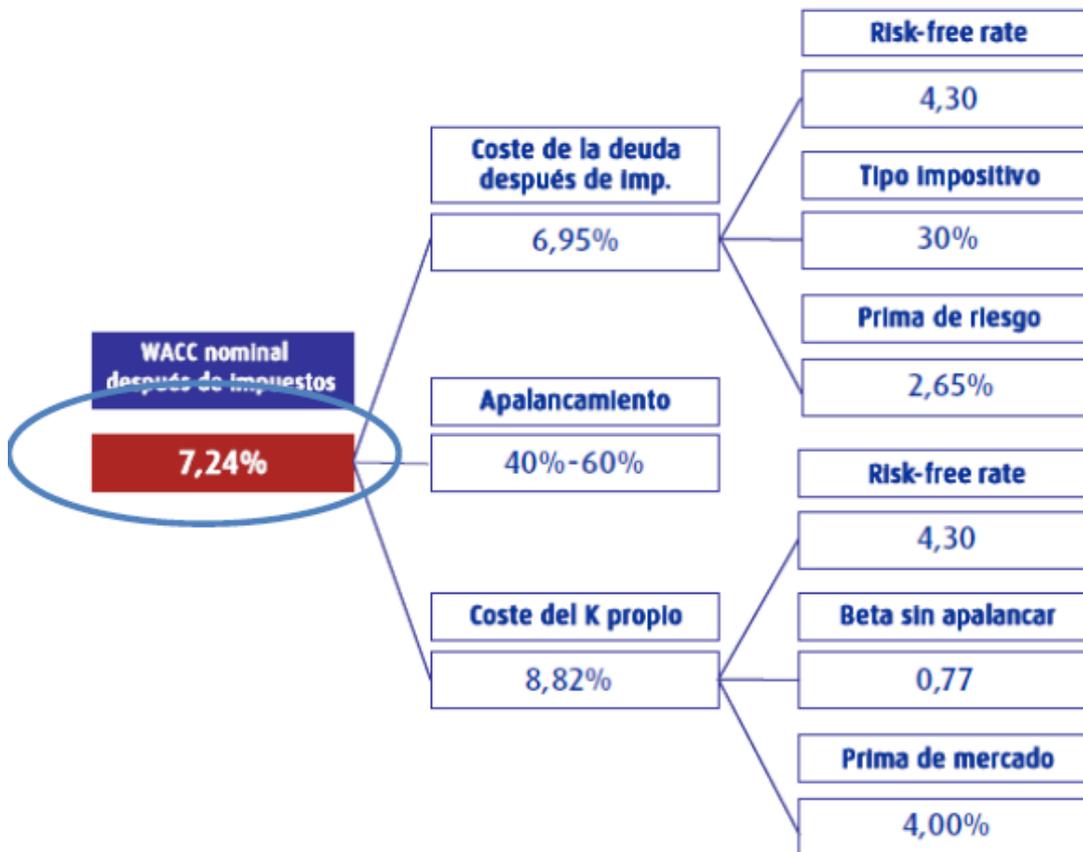


Figura 2.4. Estimación InterMoney Energía 2009.

3. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Finalmente se calcula el Valor Actualizado Neto (VAN) de la inversión descontando los cash flows estimados al WACC previamente definido, tabla 2.4. Los cálculos completos se presentan en el anexo 7.

Tabla 2.4. Cálculo del VAN y del TIR.

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017	2018	2019
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-346200	38.180,70	39.167,91	40.158,50
FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (miles €)		35.603,04	34.057,82	32.561,70
TOTAL EV	355143			
EV/MW	3551			
EV/MWh	48,92			
WACC	7,24%			
VALOR ACTUALIZADO NETO (miles €)	8339,5			
TIR PROYECTO	7,60%			

Como el TIR es mayor que el WACC se acepta el proyecto. Esto significa que la rentabilidad del proyecto es mayor que el coste de oportunidad exigido por la empresa para este tipo de inversión (WACC).

2.3. CONCLUSIONES

Los costes de inversión en la eólica marina dependen en gran medida de las condiciones de tiempo y oleaje así como de la profundidad y de la distancia a costa.

La información más detallada en lo referente a los costes de los Parques Eólicos Marinos (PEM) procede fundamentalmente del Reino Unido (Fuente: BWEA "Offshore Wind"), seguida de Dinamarca (Fuente: EWEA "The Economics of Wind Energy"), Alemania y Suecia.

Los mayores costes de inversión de los PEM son debidos a la necesidad de mayores estructuras y a una logística más compleja a la hora de instalar las torres. Por lo que los costes de las cimentaciones, construcciones, instalaciones y conexiones de red son significativamente superiores que la eólica terrestre. A modo de ejemplo, los costes de las turbinas offshore son generalmente un 20% más caras, mientras que el precio de las torres y las cimentaciones es de 2,5 veces mayor que el de un proyecto de eólica terrestre.

De los datos obtenidos se desprende que la rentabilidad de proyecto presentado es ligeramente superior al coste de oportunidad exigido para este tipo de inversión, (WACC igual a 7,24%), por lo que se aceptaría el proyecto.

Como se ha presentado en este estudio, los costes de inversión de un PEM son considerablemente elevados a los que todavía sería necesario sumarle los costes de diseño y gestión del proyecto, (100 k€/MW) así como los estudios medioambientales que incluyen Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) así como estudios de Impacto Visual, siendo su cuantía del orden de 50 k€/MW (Fuente: EWEA "The Economics of Wind Energy"). Esto resultaría en un incremento de 15.000.000 de euros en lo referente a la inversión de capital. No obstante, todos estos costes podrían ser compensados en su mayor parte por la mayor producción de electricidad por parte de las turbinas debido a las mayores velocidades del viento. Éste puede llegar a ser el caso del presente estudio si se disponen de más medios técnicos, debido a que sería posible pasar del emplazamiento designado que cuenta con 3.630 horas equivalentes a otro con 3.960 horas equivalentes. Esto se traduciría en un aumento del TIR hasta el 8,14% (Anexo 8), con el consiguiente incremento del interés por parte de los inversores.

Este interés es el que ha motivado que empresas como IBERDROLA, uno de los líderes mundiales en proyectos eólicos marinos, con una cartera que ronda los 11.000 MW ubicados, sobre todo, en el norte de Europa y que tiene a Reino Unido, Alemania y Francia como países más destacados. siga invirtiendo en la energía eólica marina con nuevos proyectos entre los que se encuentran el proyecto Wikinger en Alemania en el que invertirá 1.600 millones de euros que será convertirá en el más grande del mundo instalado en aguas profundas -a más de 40 metros o como el PEM de Saint-Brieuc en Francia con una capacidad de 500 MW.

La actividad de las principales empresas del negocio offshore como son: IBERDROLA, Vattenfall, DONG Energy, E.ON., CENTRICA, EDP Renovaveis, RWE Innogy, ENECO New Energy, SSE Renewables, Mainstream Renewable Power, Statoil, ACCIONA Energía, entre otras junto con el desarrollo de una curva de reducción de costes a medio plazo, curva de aprendizaje, y la existencia de los subsidios en cada uno de los países de generación, está permitiendo que la energía eólica marina represente hoy en día más del 2% de la capacidad instalada a nivel mundial y que se estime que en el 2020 alcance el 10% de la capacidad total instalada.

DOCUMENTO N° 3

ESTUDIO SOCIOECONÓMICO

3.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo e impulso de la energía eólica offshore en España implicaría un efecto tractor sobre toda la industria marítima española, haciendo que el número de subsectores implicados fuese muy amplio. Algunas de las industrias, como la construcción naval, armadores, puertos, etc., son tractoras de muchas otras por lo que el efecto multiplicador sería evidente, al añadir el empleo indirecto y el inducido que todas ellas crearían. Además, se crearía un tejido industrial de alto nivel tecnológico que no sólo facilitaría el desarrollo general sino también de nuevas tecnologías en aquellas áreas que sean requeridas por el sector.

Este es uno de los motivos principales por el cual países como Alemania, Reino Unido, Dinamarca, Holanda y Francia están impulsando el desarrollo de la energía eólica marina. Otros países como Estados Unidos, Corea del Sur, China o Japón están también en fase de una mayor implicación, uniendo la necesidad de acudir a energías limpias y renovables con el impacto socioeconómico que ello conlleva.

El caso español resulta especialmente significativo si se tiene en cuenta la situación económica en la que se encuentra, y que ha elevado la cifra de desempleo por encima de los 5,5 millones de parados, y ha provocado el cierre de un gran número de empresas.

Esta situación se ha visto agudizada en algunas comarcas y regiones españolas donde el cierre de empresas y destrucción de empleo ha sido muy grave. Algunas de estas regiones se encuentran afectadas por el cierre o poca carga de trabajo de los astilleros y, por su posición como industria tractora, influye en el empleo de decenas de empresas auxiliares. El desarrollo de esta industria no sólo es un beneficio para todas estas empresas anteriores, sino para todas las restantes ya mencionadas.

Dentro del programa de ayudas para actuaciones de reindustrialización que el ministerio de industria, Turismo y Comercio tiene en marcha durante el período 2007 -2013, se identifican aquellas zonas geográficas cuyo tejido industrial ha sufrido de forma importante los efectos de la crisis.

Dentro estas zonas geográficas se pueden identificar aquellas zonas marítimas que presentan oportunidades para el desarrollo de planes de actuación que les permitiría posicionarse en el negocio de la eólica marina:

- Comarca del Campo de Gibraltar
- Bahía de Cádiz
- Margen izquierda del Nervión (Vizcaya)
- Comarcas de Ferrol, Eume y Ortegal (La Coruña)

De éstas 4 áreas, tan sólo se van a desarrollar la Comarca del Campo de Gibraltar y la Bahía de Cádiz debido a que estas zonas están cercanas al emplazamiento del parque eólico marino que se plantea en

este estudio pudiendo llegar a satisfacer todas aquellas necesidades ligadas a los parques eólicos marinos.

Campo de Gibraltar

De entrada, en esta comarca donde está el primer puerto español - Algeciras -. Existe también industria auxiliar importante, bien en la propia Bahía de Algeciras, bien en zonas próximas. Por ello, cualquier actividad que se promueva en esta área tendría una respuesta inmediata por parte de la industria local. En el mapa eólico español las costas de Cádiz son adecuadas para la instalación de parques, por lo que el desarrollo de los mismos daría mucha actividad a toda esta comarca.

Por otra parte, existe una amplia experiencia en el sector eólico, ya que la zona de Tarifa fue la pionera en parques terrestres.

El tejido industrial de la zona es importante, especialmente por las industrias que soportan la refinería de petróleo y la industria química anexa. Por ello, pueden estar muy bien posicionadas las áreas de trabajo de calderería y mantenimiento, así como electricidad.

Por último, esta zona es idónea en todo lo referente a servicios portuarios. En el puerto de Algeciras existen las infraestructuras y calados adecuados para los grandes buques instaladores, dragas etc. En los puertos próximos de Tarifa, Barbate, etc., para las pequeñas embarcaciones de apoyo durante la construcción y para la de operación y mantenimiento.

Finalmente, la posición de esta comarca es idónea para futuros proyectos que puedan surgir en el Mediterráneo Sur, especialmente en Marruecos. De hecho, este país, al tener déficit de recursos energéticos (a diferencia de otros países del Magreb como Argelia o Libia), ya ha iniciado la implantación de parques eólicos terrestres. Pero da la evolución que se sigue en el mundo, es muy posible que en fechas próximas se inicie también la construcción de parques marinos. Por lo tanto, el inicio en la actividad en parques españoles le posicionaría para futuros proyectos en otras aguas.

Bahía de Cádiz

Si la comarca del Campo de Gibraltar es idónea para la potenciación industrial de la misma, la Bahía de Cádiz aún lo es más, al reunir todos los requisitos, tanto a nivel industrial como de servicios:

Construcción naval: en primer lugar, Navantia y Dragados Offshore. En cuanto a la primera, hay que hacer mención al acuerdo entre Navantia y Acciona Energía para la construcción de torres eólicas en el astillero para los parques que promueva o instale la empresa energética, la cual está muy interesada en construir un parque eólico marino en la costa de Tarifa. Por otra parte, el astillero está también implicado en el diseño de plataformas eólicas flotantes y en el de barcos instaladores. Mencionar también que. En el astillero de San Fernando disponen de tecnología adecuada para barcos de alta velocidad y para trabajos en aluminio y fibra de vidrio/materiales compuestos (ya para embarcaciones

ya para las palas de los aerogeneradores). En cuanto a Dragados Offshore, aunque no sea un astillero propiamente dicho, tiene amplia experiencia en la construcción de estructuras y módulos para el campo offshore de Oil & Gas, disponiendo de la tecnología adecuada para implantarse en esta actividad de la eólica marina. Por último, en toda la zona hay astilleros de fibra de vidrio para pequeñas embarcaciones.

Industrias auxiliares de construcción naval: la Bahía de Cádiz, especialmente puerto Real, San Fernando, Puerto de Santa María, etc., disponen de varios polígonos industriales con industrias fuertemente ligadas a construcción naval: de calderería, tubería, pintura y tratamiento de superficies, electricidad, hidráulica, etc., que aparte de su actividad complementaria con los astilleros, podrían trabajar directamente para las promotoras y fabricantes del sector eólico.

Puertos: aparte del de Cádiz, existen otros muchos en las proximidades como el de Barbate, San Fernando, Rota, Sanlúcar de Barrameda, etc., para los barcos de servicio así como el de Puerto Real debido a la construcción de cimentaciones de tipo celosía para plataformas petrolíferas.

Ingenierías y consultoras: existen muchas, tanto en la propia Bahía de Cádiz como en las provincias limítrofes (Sevilla, Huelva, Málaga), con experiencia en el sector de construcción naval, marino (pesca, acuicultura, etc.,) medioambiental, etc.,

Empresas de servicios en general y portuarios en particular, dada la gran tradición marítima del puerto de Cádiz.

La Universidad de Cádiz está muy implicada en el sector marítimo en general, por lo que puede ser una ayuda fundamental para el desarrollo de nuevos proyectos de I + D + i, estudios especiales, etc.,

La ubicación del puerto de la Bahía de Cádiz es perfecta para algunos parques que se prevén construir: los anteriores frente a Málaga, en Chipiona o Tarifa (parques "Las cruces del Mar" o "Mar de Trafalgar"), en Huelva, etc. Dispone de las infraestructuras adecuadas y de industrias y empresas de servicios muy capacitados para nuevo sector. Por el contrario, cuenta con uno de los índices de paro más altos de España. Parece obvio que el desarrollo de la industria eólica marina en Cádiz podría acometerse con mucha rapidez, y los beneficios serían prácticamente inmediatos.

3.2 EL IMPACTO EN EL EMPLEO

A continuación se va a analizar los efectos de creación de empleo que podría tener el desarrollo de la eólica marina en España, si se aporta algunos datos que, a la vista de la necesidad de reindustrialización determinadas áreas del territorio español, pueden dar una idea del efecto tractor sobre el empleo que la eólica marina supone (Fuente: Cluster Marítimo Español. "Oportunidades de Negocio de la Energía Eólica Marina en el Sector Marítimo Español")

- El empleo creado por el sector eólico terrestre ha sido, en España de aproximadamente 40.000 trabajadores (60% de ellos empleo directo y 40% indirecto).

- En un estudio realizado por diversas consultoras / asociaciones británicas sobre el empleo creado en el sector eólico de ese país, en 2010, en un total de 253 empresas analizadas, había 10.800 trabajadores a tiempo completo, de los cuales el 29% se derivaban del sector eólico marino, y un 7 - 8% en otras energías renovables marinas. En 2008 la cifra era de tan sólo 4.800 trabajadores, lo que implica que, en dos años, se duplicó. El porcentaje de empleo en el sector offshore se irá incrementando, ya que el Reino Unido lidera este sector y los planes para la presente década son muy importantes.

- En las cifras anteriores no se incluyen los empleos generados por ampliaciones de los puertos, no los indirectos.

- En un estudio elaborado por SQWenergy para la Bristish Wind Energy Association (BWEA) se estimaban, para 2014, entre 12.000 (crecimiento pesimista) y 18.000 (crecimiento dinámico) empleo en el Reino unido y a tiempo completo para los sectores de energía marina (eólica, mareas y olas), ascendiendo la cifra a 23.450 (escenario pesimista) o 59.000 (escenario dinámico) para 2020. De los anteriores, más del 90% corresponderían a eólica marina.

- De los empleos del estudio anterior, casi el 30% estarían en la actividad de construcción e instalación, 26% en diseño y fabricación, 25% en operación y mantenimiento (que se mantendrían a lo largo del tiempo, por lo que sería un empleo muy estable), 11% en planificación y desarrollo y 9% en servicios legales y financieros. Lo anterior, da una idea de los niveles de cualificación necesarios.

- Otras estimaciones de la cualificación de personal necesario son las dadas por el *Research institute Wila Bonn* alemán para ese país y referido a la energía eólica en general: 4% del empleo sería para personal sin o con baja cualificación, 42% para trabajadores especializados, 17% para universitarios (no ingenieros), 6% para ingenieros técnicos y 31% para personal de gestión.

- A nivel europeo, las previsiones dadas por la European Wind Energy Association (EWEA) son que el empleo en eólica offshore en Europa son de 50.00 trabajadores para 2010, 62.000 para 2015, 148.000 para 2020, 180.000 para 2025 y 210.000 para 2030. Como puede verse, el crecimiento es exponencial.

- En el estudio llevado a cabo por Deloitte sobre el impacto del desarrollo del parque "las Cruces del Mar" en las costa de Cádiz, se estima que se crearían 1.480 empleos en la fase de construcción del parque, y 356 durante la de explotación (de ellos, 250 directos).

Todas las cifras anteriores no vienen más que a confirmar que la actividad eólica marina es gran creadora de empleo y, además, de media -alta cualificación. Ello tiene especial interés, sobre todo en las áreas mencionadas necesitadas de reindustrialización que, como se ha explicado, son muy idóneas para el desarrollo de esa actividad.

Se puede hacer asimismo una estimación de cómo sería en cifras de empleo el impacto de la industria española, suponiendo que nuestras empresas pudieran participar de forma activa en el desarrollo del negocio de los parques eólicos marinos que se están poniendo en marcha en el Mar del Norte.

Para ello se va suponer que en el período 2015 - 2020, y de forma conservadora se puede realizar la siguiente aproximación.

- **Construcción Naval:** incluye astilleros, industria auxiliar e instaladores llave en mano.

También ingenierías de los astilleros + asociadas (básica más detalle):

- 3 barcos grandes (instaladores y grandes dragas de alta tecnología): 6.000.000 horas en 5 años.
- 10 barcos medios - grandes de alta tecnología (cableiros, dragas medias, subset, etc.): 4.000.000 en 5 años.
- 15 barcos medianos - pequeños (remolcadores, vigilancia, transporte pasajeros, SWATH, etc.) 1.500.000 horas en 5 años.
- 20 barcos pequeños en fibra: 400.000 horas en 5 años.

Esas cifras implican un total de aproximadamente 12.000.000 horas en 5 años, es decir 2.400.000 horas/año, que a 1600 h/año resultan una cifra de 15.000 trabajadores.

- **Fabricación de torres, plataformas y subestaciones:** se estiman 300.000 toneladas o 60.000 t/año. Aproximadamente 1.250 trabajadores/año.

- **Fabricantes de equipos:** se estiman 100 personas/año.

- **Ingenierías,** excepto las de construcción naval, incluyendo consultorías, empresas de certificación e ingenierías de estudios, remolques, emplazamientos, planes de contingencia, balizamiento, etc., Se estima 100 personas/año.

- **Compañías navieras/armadoras:** en este caso se debe considerar tanto el personal de tripulación como el de tierra, y considerando la capacidad de las empresas españolas con capacidad para trabajar en proyectos en el Mar del Norte (Acciona, ACS, Boluda, etc.) se estima 150 personas/año.

- **Puertos,** tomando como referencia los datos que se están barajando en el Reino Unido:

- En el puerto de Hull, Siemens montará una fábrica de aerogeneradores, previéndose 700 puestos de trabajo entre directos e indirectos.
- En el puerto de Belfast, DONG instalará una fábrica de montaje, previéndose 150 trabajos durante la construcción y de 300 una vez en servicio.
- En el puerto de Sheerness, Vestas instalará una fábrica de aerogeneradores. Se estima una generación aproximada de 300 puestos de trabajo.

Si se supone en España que un puerto del Cantábrico instalara una fábrica de aerogeneradores y un área de almacenamiento y logística, las cifras aproximadas serían de 500 trabajadores.

Para el resto (servicios portuarios, formación, centros tecnológicos, universidades, etc.) y el empleo inducido resultante se puede aplicar un coeficiente de 2,5 a 3.

De esta aproximación resulta una cifra de generación de empleo de entre 9.000 y 10.000 puestos de trabajo, con unas consideraciones conservadoras y sin tener en cuenta la fase de explotación y de operación del parque.

Estas estimaciones no incluyen tampoco el desarrollo de la energía eólica marina en España, factor que sería determinante para que estas cifras se vieran incrementadas de forma considerable.

3.2.1 ANDALUCÍA

Para poder concretar a un más en el impacto socioeconómico que el desarrollo de la energía eólica marina podría tener en España y en concreto en Andalucía sería necesario estimar cuál va ser su aporte económico. Para ello, se debe hacer previamente un análisis del tejido industrial de dicha región en cuanto a:

- a. Fabricación de aerogeneradores
- b. Fabricación de componentes
- c. Ensamblaje final y montaje Offshore
- d. Cimentaciones (fabricación)
- e. Instalación de aerogeneradores Offshore
- f. Evacuación eléctrica
- g. Medios auxiliares (Barcos)
- h. Mantenimiento

Los aspectos recién citados se encuadran dentro de las etapas de construcción, operación y mantenimiento a la hora de realizar un presupuesto para un PEM.

A continuación, se indican de modo genérico las distintas partidas que habría que considerar a la hora de llevar a cabo un presupuesto para un parque eólico marino, Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Partidas a considerar en el presupuesto de un PEM.

	PARTIDA
PROMOCIÓN	
	Fase de Solicitud
	Fase de Concurrencia
	Fase de Reserva de Zona
	Fase de Investigación
CONSTRUCCIÓN	
	Aerogeneradores (AG)
	Equipamiento (AG)
	Cimentaciones tipo Jacket
	Líneas evacuación interna
	Subestación Offshore
	Línea Evacuación Marítima
	Línea Evacuación Terrestre
	Punto de entrega
	Sistema SCADA
	Gastos diversos
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
DESMANTELAMIENTO	

A la hora de determinar el aporte económico que un proyecto conlleva será necesario analizar cada una de las partidas por separado así como descomponer dicha partida en subpartidas. Tras ello se debe determinar el porcentaje de inversión susceptible de repercutir en la región en cuestión, en este caso Andalucía y compararla con aquella que revertirá fuera, en este caso en el resto de España y el extranjero.

A continuación, se presenta el caso de la partida de las cimentaciones a modo de ejemplo, tabla 3.2:

Tabla 3.2. Subpartidas de la cimentación con los porcentajes de inversión susceptible de repercutir en la región.

PARTIDA	TOTAL (k€)	PORCENTAJE DE INVERSIÓN SUSCEPTIBLE DE REPERCUTIR SOBRE (%)		
		ANDALUCÍA	ESPAÑA	EXTRANJERO
Pedido cimentación Jacket para 30m	81.000	80	20	0
Pedido cimentación jacket para 25m	32.500	80	20	0
Barco principal, transporte y colocación	8.210	0	0	100
Instalación de la cimentación	12.300	100	0	0
Protección excavación (barco secundario)	7.370	0	0	100
Instalación de piezas intermedias	12.330	100	0	0
TOTAL Cimentaciones Jacket (k€)	153.710	115.430	22.700	15.580
		75	15	10

En el ejemplo presentado el 75% de la inversión total es susceptible de recaer en la Comunidad Autónoma de Andalucía, el 15% en el resto de España y en el extranjero el 10%.

Para maximizar el impacto socioeconómico en la región designada es necesario que el porcentaje de inversión susceptible de repercutir en dicha región sea el máximo posible.

Si a continuación se centra la atención en el empleo directo e indirecto, esto es, en el número de puestos de trabajo por MW el asunto se complica, debido a que se debería incluir en un sólo grupo: la fabricación, la construcción pero también la explotación y el mantenimiento. La razón es que el empleo generado en una instalación depende del funcionamiento de las turbinas. Además, se debe considerar que las actividades en el desarrollo de los parques eólicos incluyen también el empleo generado en el funcionamiento y mantenimiento.

Si se asume, siguiendo las conclusiones de la EWEA y de la GWEC, que 0,33 empleos son generados en el funcionamiento y mantenimiento por MW de capacidad instalada, es posible construir las siguientes tasas para el empleo generado por la energía eólica como función de los MW anuales/MW acumulados, tabla 3.3.

Tabla 3.3. Tasa de empleo generado por la energía en función de los MW anuales/ MW acumulados.
(Fuente: EWEA)

Empleo/MW (2007)	Trabajos	Trabajos/MW anuales	Trabajo/MW acumulados	Período
Peso Fabricación - Empleo Directos	64.074	7,5		Anual
Peso Fabricación - Empleos Indirectos	42.716	5,0		Anual
Instalación	10.665	1,2		Anual
Operación y mantenimiento	18.657		0,33	Acumulado
Otros tipos de empleos directos*	15.204	1,3	0,07	75 % anual/25% acumulado
Empleo total	151.316	15,0	0,40	

*IPP (productores de energía independientes) / compañías eléctricas, centros de investigación, servicios financieros, etc.,

De la tabla anterior, se desprende que 15.0 puestos de trabajo son creados en la UE por cada MW instalado. Además, 0,4 puestos son creados por MW de capacidad acumulada en forma de operación y mantenimiento y otras actividades. Estos valores son ligeramente superiores a los publicados por GWEC (15 empleos y 0,33 empleos, respectivamente). La razón es que el estudio de la EWEA abarca más empleos directos, por ejemplo: IPP (productores de energía independientes) / compañías eléctricas, centros de investigación, servicios financieros, etc.,

Hay que indicar que los valores señalados no tienen en cuenta el mayor efecto en el empleo que tienen la instalación, operación y mantenimiento de turbinas offshore. El efecto adicional sobre el empleo de incluir costes mayores (y mayor número de empleos) de la energía eólica marina se estima en 2.800 puestos de trabajo, llevando la cifra del empleo total anterior hasta los 154.000 en 2007.

Si se aplican los valores anteriores al presente proyecto los valores que se obtendrían serían los siguientes, tabla 3.4:

Tabla 3.4. Tasa de empleo generada por el proyecto “Barbate I”

	Tasa empleo /MW anuales	Tasa empleo /MW acumulados	Repercusión 100 MW
Fabricación - Empleos Directos	7,5		750
Fabricación - Empleos Indirectos	5,0		500
Instalación	1,2		120
Operación y mantenimiento		0,33	33
Otros tipos de empleos directos	1,3	0,07	137
TOTAL	15,0	0,40	1540

De la tabla anterior se desprende que el número total de empleos que crearía el PEM “Barbate I” sería de 1540, correspondiéndose el 67,53% con empleos directos, 1040, mientras que los empleos indirectos serían 500, representando el 32,47%.

De los 1540 empleos creados, 1500 son empleos que se corresponden con la instalación anual de 100 MW y 40 con la acumulación de los mismos, de los que 33 se corresponden con la operación y el mantenimiento. Esto se traduce en 15 empleos/MW instalado anualmente y 0,4 por MW acumulado como se ha presentado en la tabla anterior.

3.3 POSIBILIDAD DE SINERGIA CON OTROS SECTORES

Los parques eólicos marinos abarcan grandes superficies, ya que es necesario que exista distancia suficiente entre las turbinas eólicas que permitan minimizar el efecto estela.

Existe por tanto la posibilidad de que parte de la superficie sea aprovechada por otras actividades que no interfieran en la actividad del parque. En este sentido, cabe destacar el caso de Dinamarca, donde se ha puesto en marcha un parque eólico combinado con instalaciones de acuicultura de que se sacó la idea para el presente proyecto.

Pero son muchas las actividades que pueden ser complementarias con la operación de un parque eólico marino, y que permitan la integración de otras actividades con la consiguiente generación de empleo:

- Plantas desalinizadoras
- Arrecifes artificiales
- Otras energías renovables marinas: undimotriz, corriente, etc.

Debe tenerse en cuenta que la inversión necesaria para la puesta en marcha de un parque eólico marino es muy importante, y cualquier colaboración con otra actividad puede ayudar a financiar los costes de

inversión. Además, la infraestructura creada (cimentaciones, cableado, buques auxiliares, etc.,) puede ser compartida con otras actividades sin interferir en la operación normal del parque.

En esta línea la Unión Europea, dentro del 7º Programa marco, ha establecido una convocatoria para la presentación de proyectos que integren más de una actividad en el desarrollo de las energías renovables marinas.

DOCUMENTO N° 4

I+D+ i



4.1 INTRODUCCIÓN.

El proyecto de “Estudio de implantación del Parque Eólico Marino “Barbate I” en Cádiz” tiene dos fines claramente diferenciados.

Uno comercial que corresponde a la generación de electricidad mediante 20 aerogeneradores de 5MW de potencia nominal, y la venta de la misma al sistema eléctrico español.

El otro fin es de ámbito experimental, consiste en la puesta en marcha de experimentos con el objetivo de implantarlos en el futuro en el parque comercial “Barbate I”.

En dichos experimentos van a participar y colaborar diversas entidades: Junta de Andalucía (JJ.AA), Universidades, Centros de investigación, Institutos oceanográficos, SEO y el sector pesquero de la región.

La I+D+i consistirá en tres líneas de investigación, y se centrará inicialmente en los alrededores del aerogenerador A1 (Coordenadas UTM 212675,4001850).

La primera línea consistirá en instalar sobre el lecho marino una turbina marina de 250kW de potencia nominal con el objeto de averiguar el potencial energético de las corrientes marinas en la región, y evaluar el impacto de la misma sobre la flora y fauna marina.

La segunda línea será comprobar la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de aire comprimido en globos sumergidos que estará acoplado a la turbina marina.

La tercera línea consistirá en la explotación de acuicultura, se acoparán jaulas para peces a los postes de la cimentación jacket del aerogenerador A1.

Asimismo, se instalará en las inmediaciones del aerogenerador A1 una torre de mediciones y observaciones. Tendrá fundamentalmente dos fines: adquisición de datos meteorológicos y realización de observaciones medioambientales.

4.2 TURBINA MARINA.

La turbina marina se instalará sobre el lecho marino, en los alrededores del aerogenerador A1, a cota batimétrica de -24m y 15 Km de distancia al cabo de Trafalgar. El lecho marino se acondicionará antes de la instalación de la turbina; dragar la superficie, construir una cimentación de hormigón armado.

Las coordenadas UTM (European1950) del emplazamiento del aerogenerador A1 son las siguientes, tabla 4.1:



Tabla 4.1.Coordenadas del aerogenerador A1".

Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
212675	4001850

4.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA TURBINA MARINA.

A continuación se exponen las características más importantes del aguagenerador, figura 4.1:

- Potencia Nominal: 250kW
- Velocidad (potencia. máx.): 2,5 m/s
- Diámetro del Rotor: 12m
- Profundidad de instalación a partir de 30m
- Pesos:
 - Góndola y turbina: aprox. 60 toneladas
 - Estructura: aprox. 80 toneladas
 - Pesos de anclaje: aprox. 150 toneladas.



Figura 4.1. Montaje de una Turbina Marina.

4.2.2 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

Se pretende instalar el aguagenerador experimental para alcanzar los siguientes objetivos:



- Averiguar el potencial energético de las corrientes marinas en la región del Golfo de Cádiz. Se espera que el recurso marino sea alto para que sea económicamente viable la implantación de turbinas marinas en el parque comercial “Barbate I”.
- En cooperación con los fabricantes se pretende mejorar las prestaciones y componentes del prototipo de turbina marina.
- Evaluar su impacto en la flora y fauna marina.

En caso de que todo procediera correctamente y según las expectativas esperadas, se iniciaría la tramitación de implantación e instalación de diez turbinas marinas en el parque “Barbate I”.

4.3. ALMACENAMIENTO DE AIRE COMPRIMIDO.

Como bien se sabe, la energía eólica no permite gestionar activamente el exceso de energía producida, sólo es posible reducir la producción, lo que conllevaría tener pérdidas de producción y por tanto obtener menos ingresos.

Una posible solución a dicha limitación se podría conseguir introduciendo la componente de almacenamiento, debido a que esta última permitiría nivelar las fluctuaciones en la producción de la energía eólica.

En el parque experimental se investigará sobre la línea de gestionabilidad de la energía, por lo que se instalará un prototipo de un sistema de almacenamiento de aire comprimido de *Thin Red Line Aerospace* y se acoplará a la turbina marina para probar su correcto funcionamiento en aguas profundas.

En el siguiente apartado se procederá a explicar el funcionamiento del sistema de almacenamiento.

4.3.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA.

El funcionamiento del sistema de almacenamiento de aire comprimido se basa en que cuando las condiciones de viento sean buenas, y por consiguiente haya exceso de producción, y la demanda sea baja, se utilice ese exceso de energía para mover el compresor de un motor eléctrico.

El aire se comprime, posteriormente se enfría y por último se almacena en globos sumergidos en el mar a presiones de 60-70 bar.

En momentos de alta demanda eléctrica, el aire comprimido se extrae de los globos, se calienta y se suministra a una turbina generando así energía eléctrica que se suministrará a la red.



En la figura 4.2, se observa cómo se prueba el prototipo de las bolsas de energía de Seamus Garvey que han sido diseñadas y construidas por Thin Red Line Aerospace. (Fuente: Aeroespacial Thin Red Line)

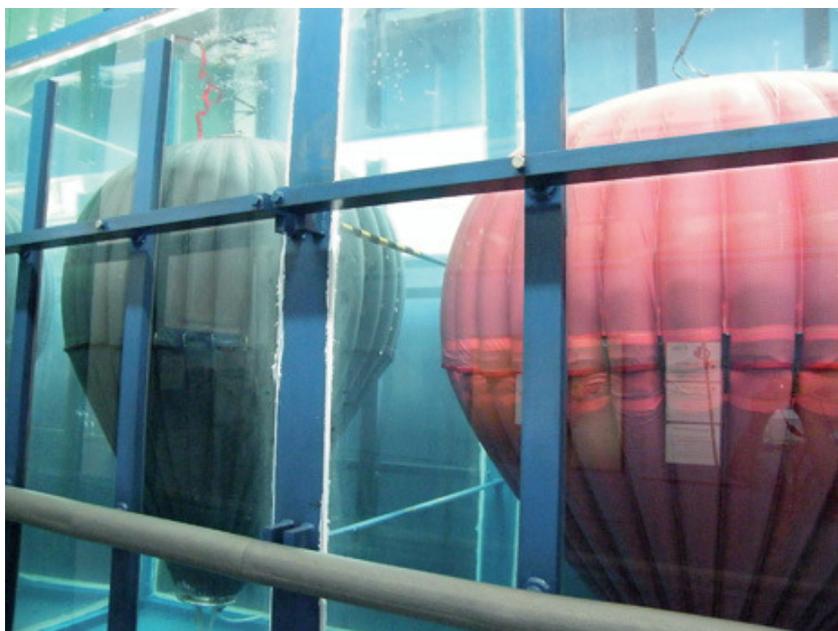


Figura 4.2. Pruebas de las bolsas de energía de Seamus Garvey diseñadas y construidas por Thin Red Line Aerospace. (Fuente: Aeroespacial Thin Red Line)

4.3.2 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

En el parque experimental se pretenderá investigar sobre la viabilidad técnica y económica de un sistema de almacenamiento de aire comprimido. La investigación constará de tres fases, la primera fase consistirá en acoplar un prototipo de sistema de almacenamiento a la turbina marina con el objeto de comprobar y probar el funcionamiento del mismo en aguas profundas. En caso de que los resultados fueran los esperados, se pasaría a la fase dos.

La segunda fase consistirá en acoplar el sistema de almacenamiento a un aerogenerador del parque comercial “Barbate I”.

En caso de que todo procediera correctamente y según las expectativas esperadas, se pasaría a la fase tres, que consistirá en implantar el sistema de almacenamiento en todo el parque comercial, acoplándolo a los veinte aerogeneradores y las diez turbinas marinas.

4.4 ACUICULTURA Y REGENERACIÓN DE CALADEROS.

En el presente proyecto del parque “Barbate I” se plantean, paralelamente a la aerogeneración eólica offshore, otros vectores de desarrollo que consisten en impulsar una moderna acuicultura en mar abierto



y la regeneración de los caladeros artesanales de pesca, pretendiendo lograr con ello el afianzamiento de las bases de la economía local que actualmente se encuentra en inmenso proceso decadente.

En una fase inicial, se acoplará una jaula de cultivo y un biotopo de protección y regeneración a la cimentación jacket del aerogenerador A1, por lo que la unidad estructural estará compuesta por la estructura jacket, la jaula de cultivo en la parte interior de la misma y, en la zona inferior, el biotopo de protección y regeneración para los caladeros cercanos, figura 4.3.

Con esta novedosa acuicultura en mar abierto se pretenderá comprobar, por un lado, la viabilidad del cultivo y, por otro, su reducida incidencia medioambiental en el entorno (contaminación hidrológica y sedimentaria). En caso de que los resultados fueran positivos se instalarán las jaulas y biotopos en todas las cimentaciones jacket del parque comercial “Barbate I”.

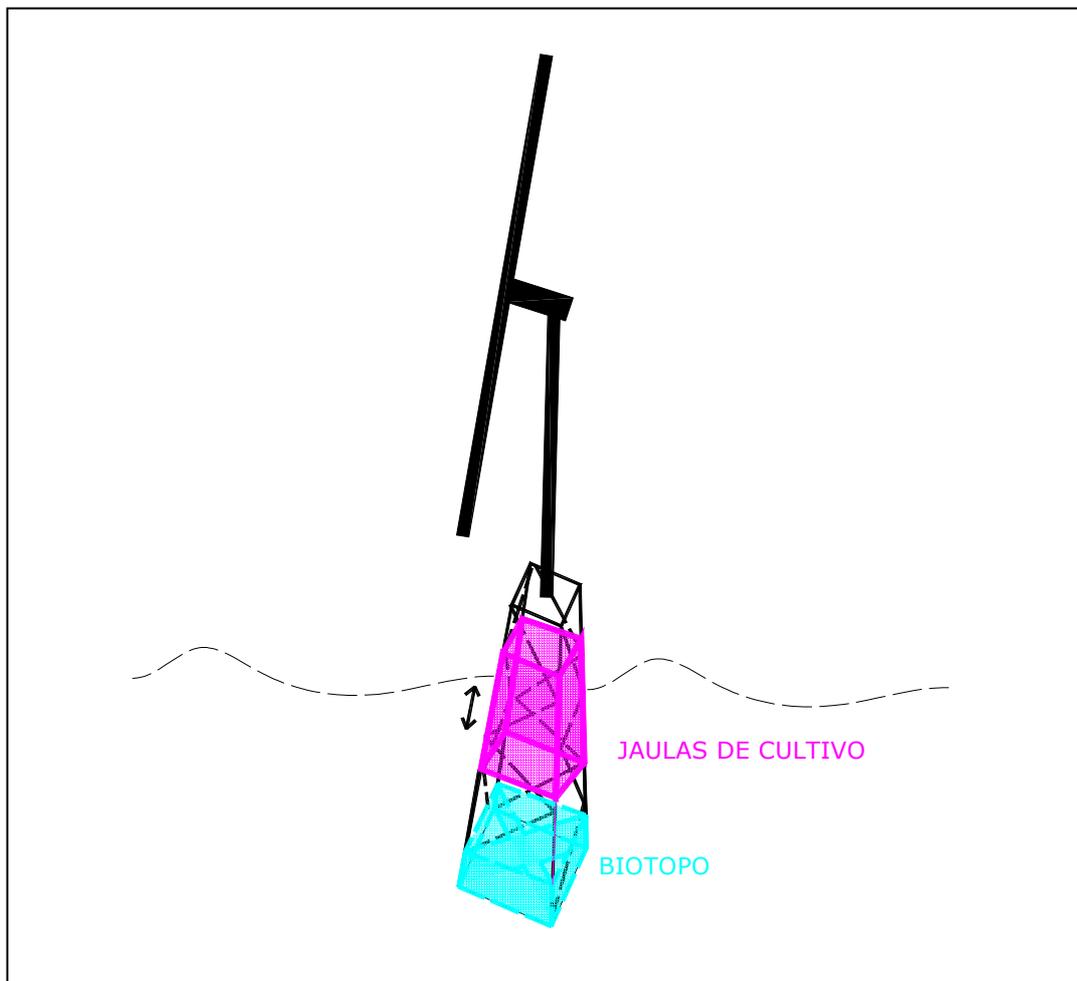


Figura 4.3. Vista General de la Unidad estructural.



4.4.1 SISTEMA DE REDES DE LA JAULA DE CULTIVO.

Consiste en un sistema de rotación vertical de la redes de forma que cada tramo de la misma quede en exposición (fuera del agua), de forma periódica, el tiempo necesario que evite la proliferación de algas u otros organismos que pueden tapizar la luz de las mallas y por consiguiente anular funcionalidad de la mismas.

Ese tiempo se calculará en base a las necesidades vitales de las especies que pueden adherirse al sistema de redes, basando éste en el tiempo máximo de emersión que soportan. Así se llegará a controlar eficazmente y de de forma natural la adhesión de fouling, evitándose la utilización de compuestos antifouling, muy perjudiciales para el medio ambiente, figura 4.4.

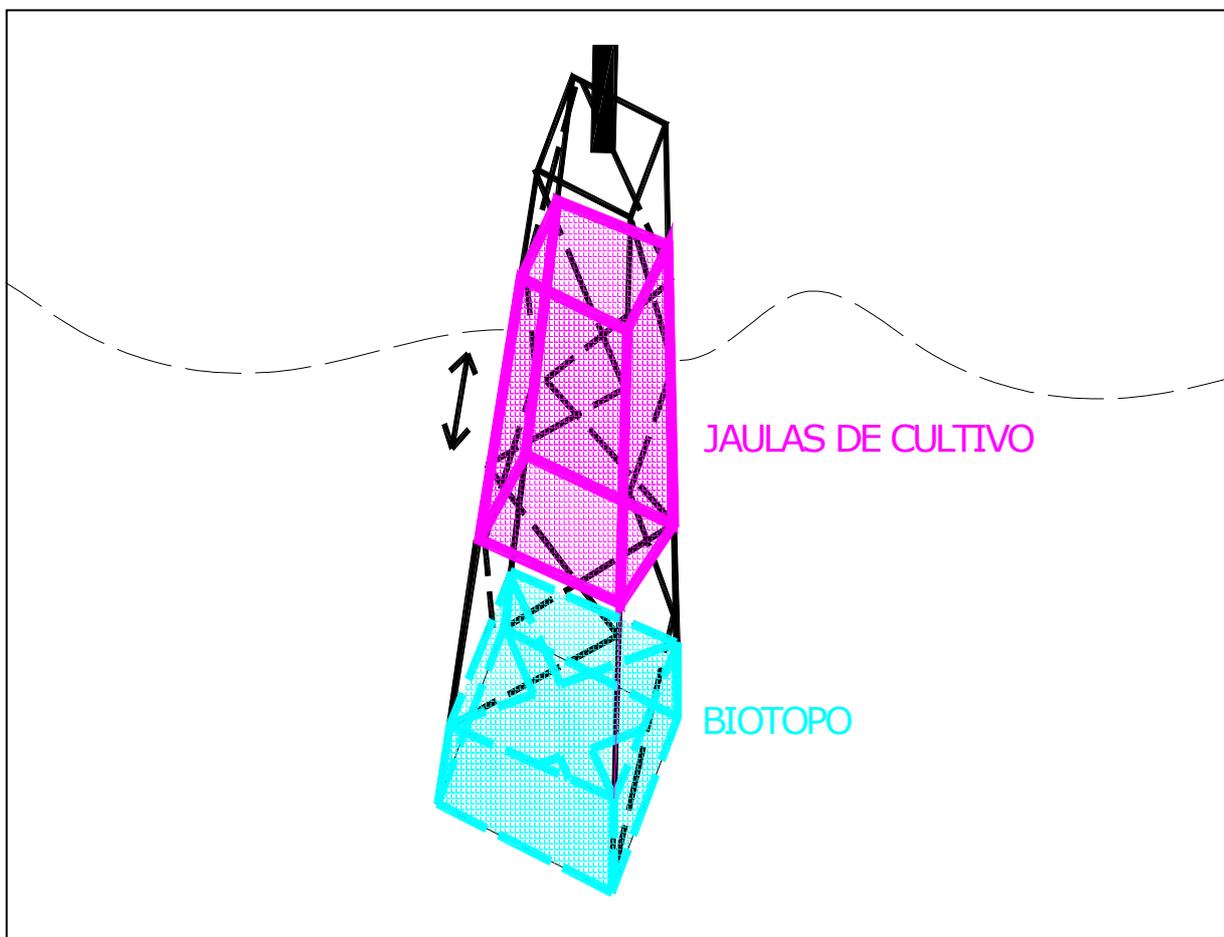


Figura 4.4. Vista General del Módulo de Cultivo de Peces y Biotopo Asociado.



4.4.2 BIOTOPO DE PRODUCCIÓN, PROTECCIÓN Y REGENERACIÓN.

Con la instalación en la base de las jaulas del biotopo se resolverá el problema de la sedimentación del material particulado procedente de los cultivos de peces.

Los aportes del material particulado sobrante (nutrientes) y derivado del cultivo de peces, y que no pueda ser dispersado por las corrientes marinas sedimentarán sobre el biotopo, fertilizándolo y aumentando, con ello, su funcionalidad y productividad, figura 4.5.

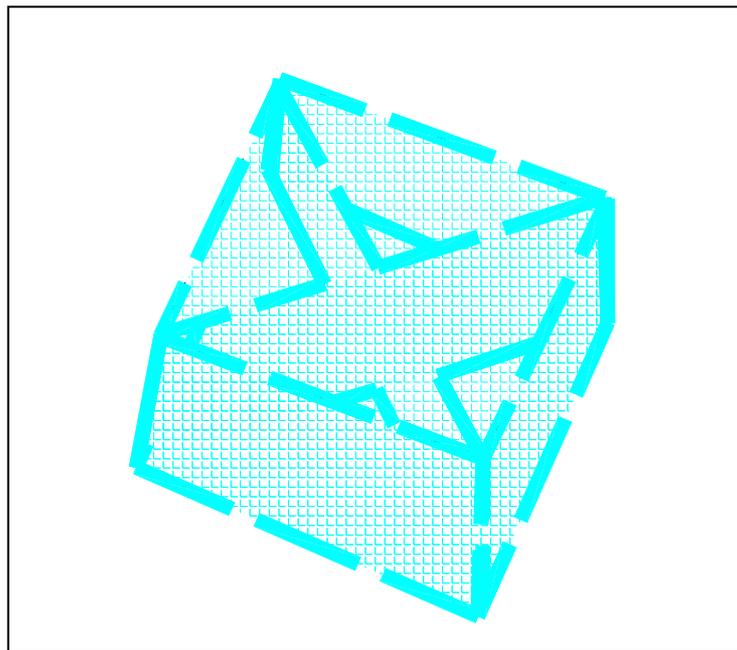


Figura 4.5. Detalle del Biotopo.

4.5 TORRE DE MEDICIONES Y OBSERVACIONES “CABO 1”.

La torre de mediciones “CABO 1” se emplazará sobre una plataforma de celosía (Jacket), la misma que la de los aerogeneradores del parque comercial “Barbate I”, a 330 m de distancia del aerogenerador A1, cota batimétrica de -22m y 15 Km de distancia al cabo de Trafalgar.

Las coordenadas UTM (European1950) de la torre de mediciones “CABO 1” son las siguientes, tabla 4.2:

Tabla 4.2.Coordenadas de la Torre de Mediciones “CABO 1”.

Coordenada X (m)	Coordenada Y (m)
212444	4002056



4.5.1 ESTRUCTURA Y CARACTERÍSTICAS DE “CABO 1”.

Las dimensiones de la plataforma serán 16x16m (superficie típica para plataformas de estas características), distribuidas en dos niveles. En el primer nivel se instalarán los equipos de medición, sensores acústicos y oceanográficos, y de radar, y el alojamiento de emergencia. En el segundo nivel se emplazará el helipuerto, dos grúa de elevación de las embarcaciones de mantenimiento, un mástil de viento de 80 m y el acceso a los niveles, figura 4.6.



Figura 4.6. Equipamiento de una Torre de Mediciones.

La plataforma de la torre será una estructura de tipo celosía, de acero soldado, 52m de altura (sobresale 22 metros de la superficie del agua; Nivel del Mar Normalizado) y anclada en el fondo marino con cuatro pilotes.

La torre “CABO1” se operará de forma automática o con control remoto. El personal sólo se requerirá para trabajos de mantenimiento y toma de muestras.

Los datos recogidos de las mediciones se envían a la estación offshore del parque “Barbate I” a través de un enlace de radio o teléfono vía satélite.

Se dará acceso a la torre y a los datos recogidos a todos los colaboradores que intervienen en I+D+i.

Para las operaciones de mantenimiento, la torre “CABO1 se abastecerá de la subestación Offshore y de la electricidad generada por la turbina marina.



4.5.2 LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.

En la torre "CABO 1" se llevarán a cabo mediciones técnicas, y se pretenderá trabajar fundamentalmente en dos líneas de investigación:

- Investigación de Tecnología y Logística
- La naturaleza y el medio ambiente.

Se tomarán datos físicos, meteorológicos, oceanográficos, hidrológicos y de la dinámica biológica de la cuenca marina con el objetivo de utilizar los mismos para evaluar el impacto potencial de los parques eólicos marinos en el medio marino. Asimismo estos resultados se utilizarán para desarrollar medidas que puedan reducir o incluso prevenir el posible daño al medio marino generado por los Parques Eólicos Offshore.

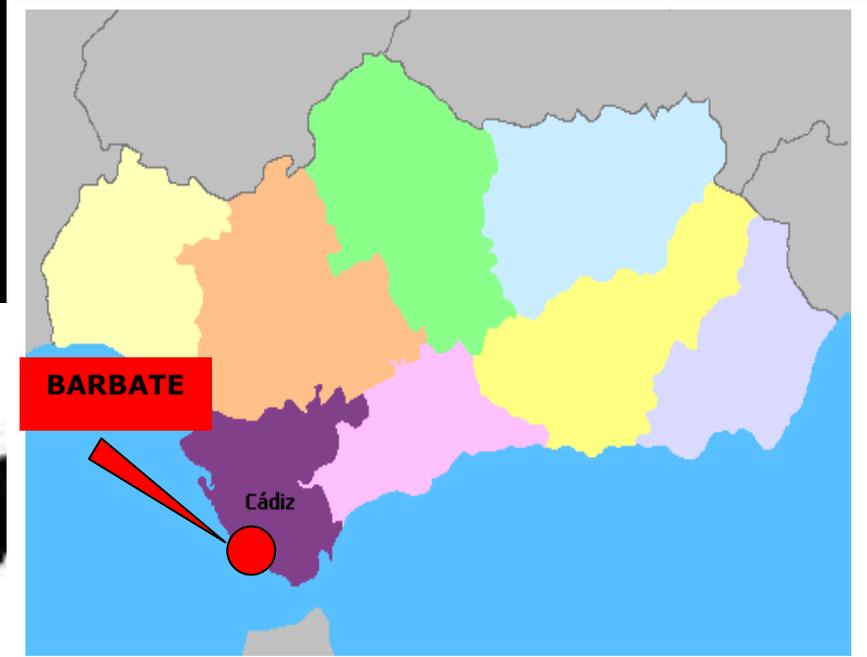
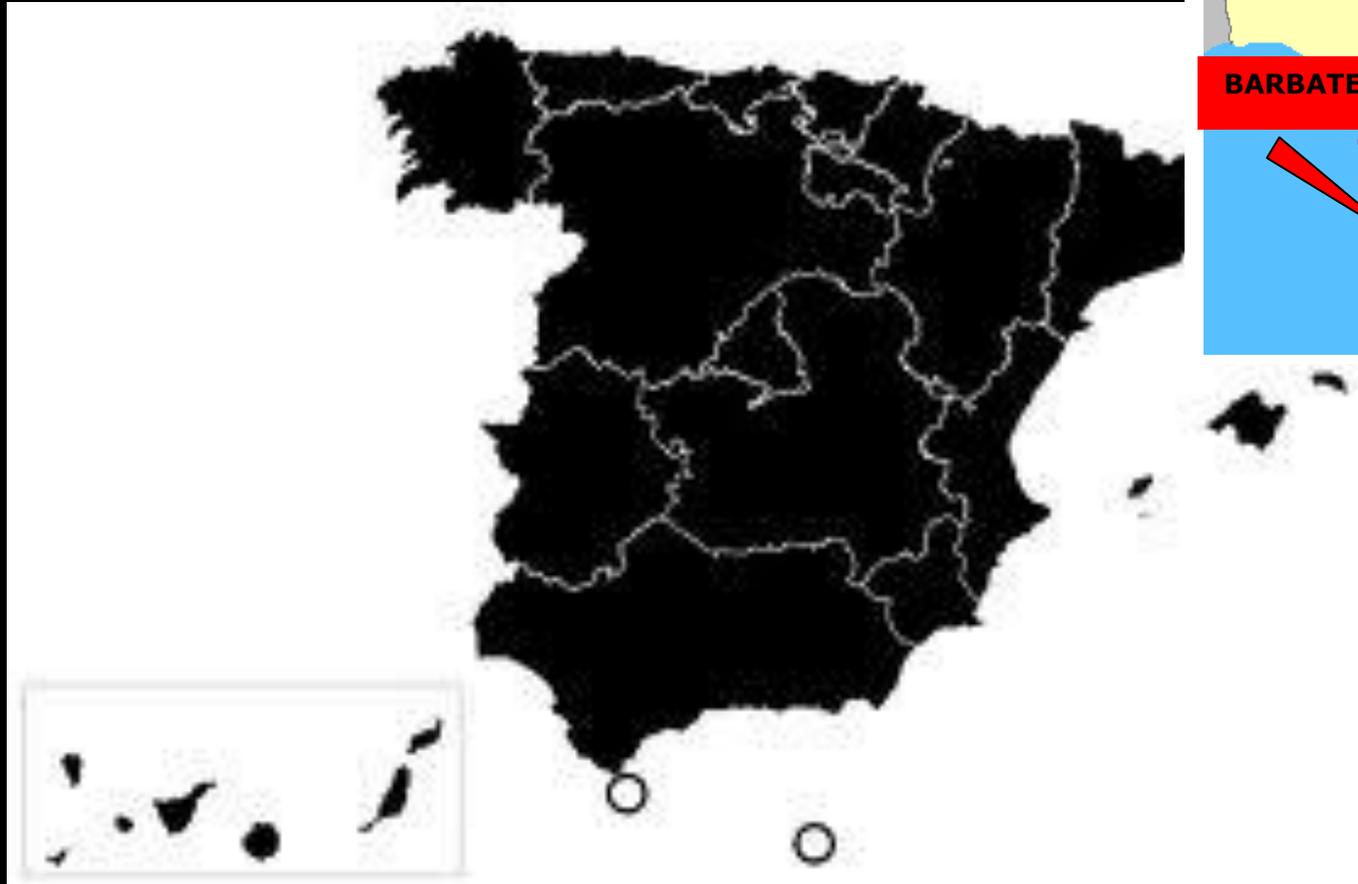
En este sentido se examinarán las características de:

- Velocidades del viento y turbulencias, para establecer las especificaciones de los aspectos de la ingeniería de construcción, la durabilidad de las estructuras de soporte de las plantas, conexión a la red y la viabilidad del emplazamiento.
- Altura de las olas y las corrientes oceánicas.
- Densidad de tráfico marítimo.
- Investigación ecológica, incluidas las cuestiones de migración de aves.
- Medida exacta de las condiciones meteorológicas en la capa límite atmosférica más baja.
- Influencia de las cimentaciones marinas en la comunidad animal bentónica.
- Correcciones del efecto del mástil, análisis de perfil del viento, correlación a largo plazo y cálculo de los mapas eólicos offshore.

Los resultados obtenidos contribuirán a la mejora de los datos disponibles de la región. La evaluación y la aplicación de los datos harán que sea posible reducir los riesgos existentes en el diseño, construcción y operación de las turbinas eólicas offshore. De esta manera, los fabricantes y los inversores tendrán una mayor seguridad con respecto a los aspectos de la construcción de los parques y la evaluación de la rentabilidad económica de los mismos.

DOCUMENTO N° 5

PLANOS



EOI Escuela de
organización
Industrial

PROYECTO FIN DE MÁSTER
ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO
MARINO "BARBATE I" EN BATBATE - CÁDIZ

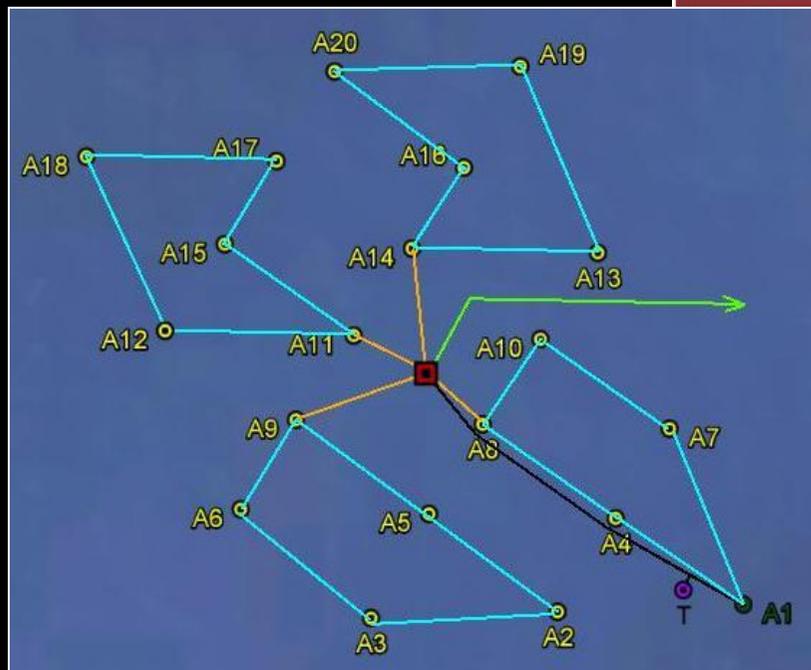
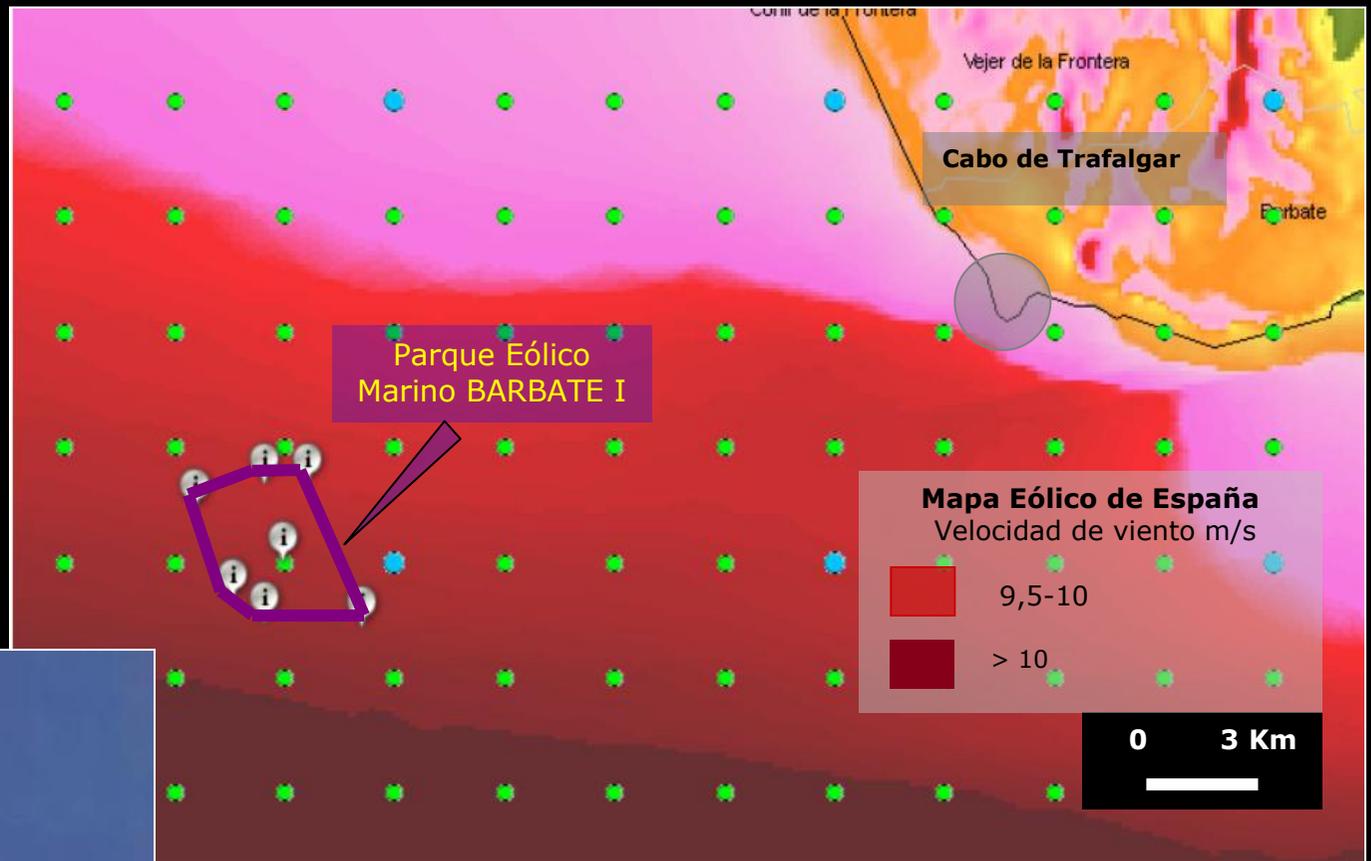
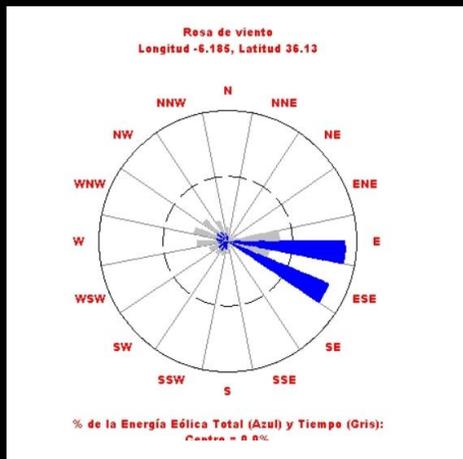
AUTORES: Houda Temsamani
Jungsun Hahn
Txomin Casanueva Robles

TUTOR: Thomas Paul Budil

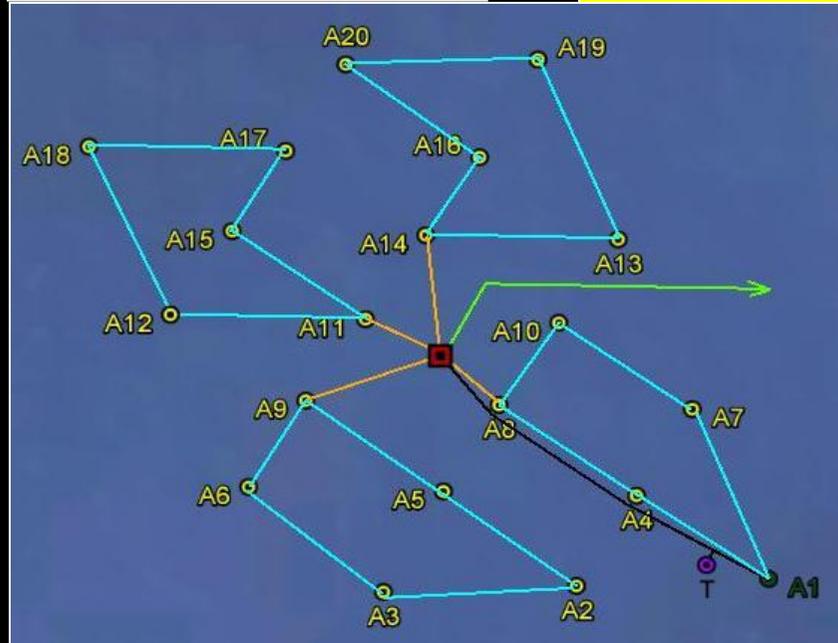
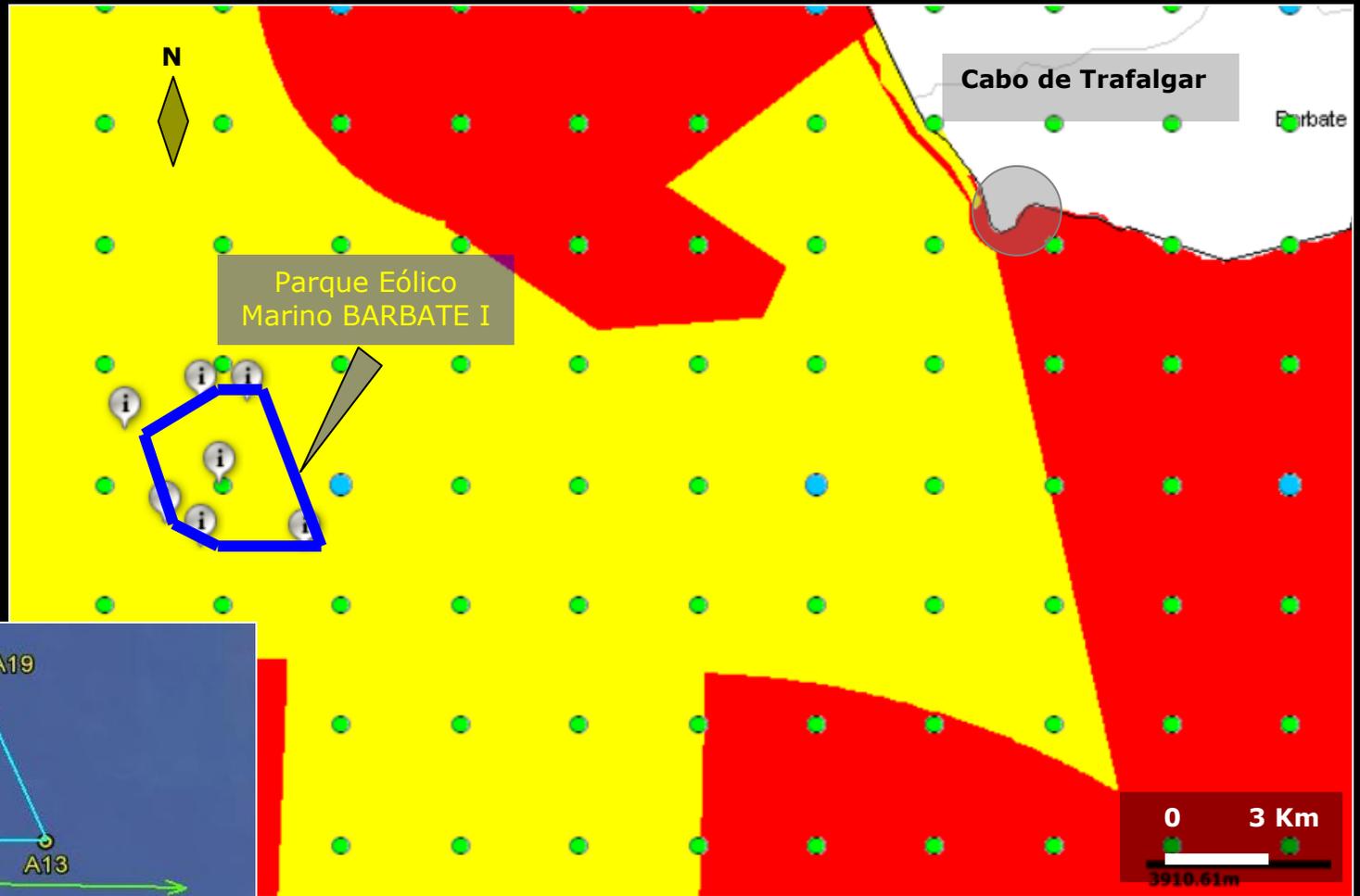
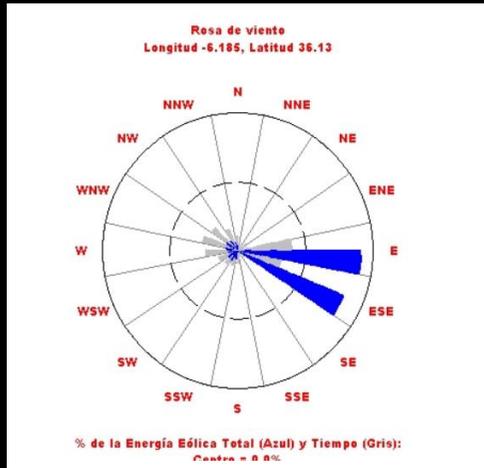
PLANO:
Nº 1

ESCALA:
S/E

DESCRIPCIÓN:
LOCALIZACIÓN

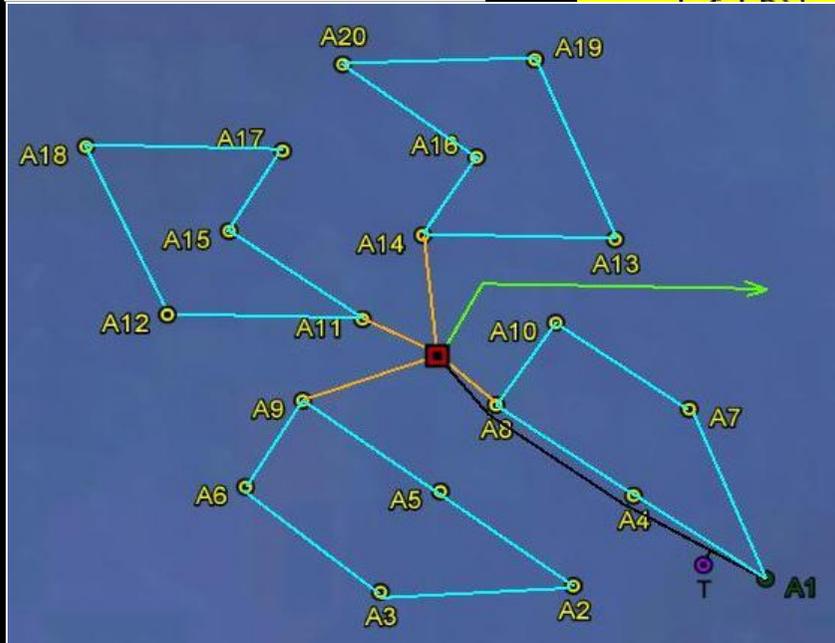
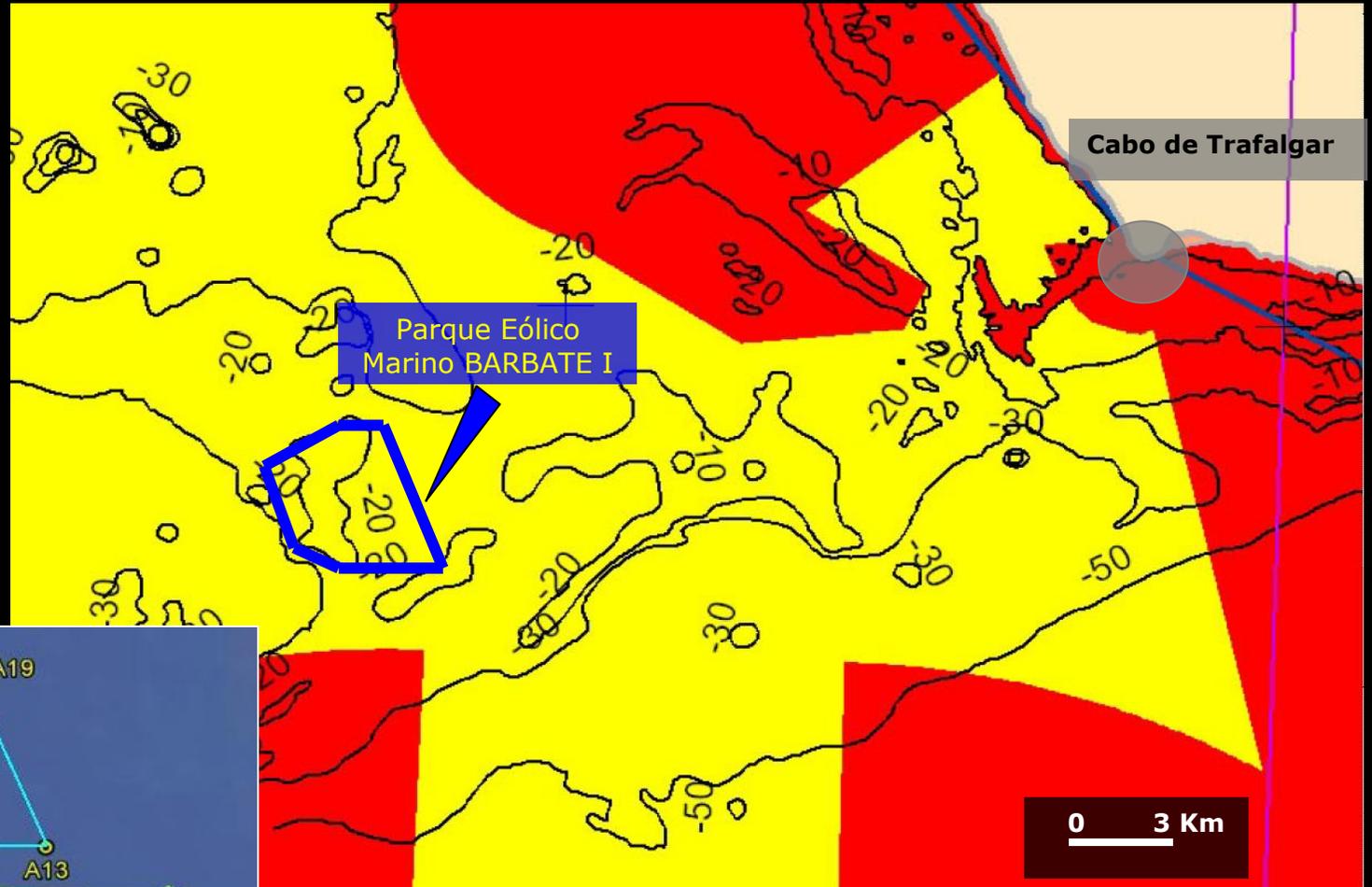
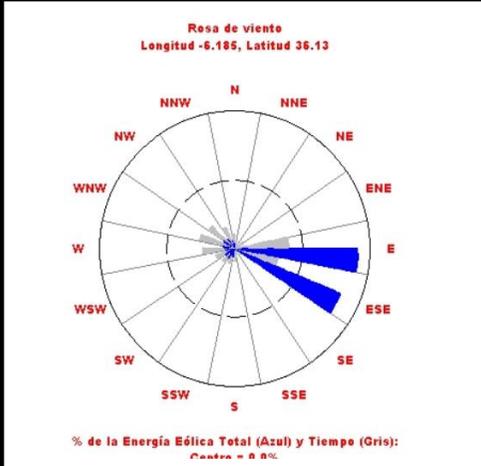


- Subestación Offshore
- Aerogenerador 5MW
- Desarrollo de Experimentos
- Torre de Mediciones y Observaciones
- Línea Media Tensión 33 kV- Red Interna Parque Comercial
- Línea Media Tensión 33 kV- Red Interna Parque Comercial
- Línea Media Tensión 10 kV- Parque Experimental
- Línea de evacuación Alta Tensión 220kV



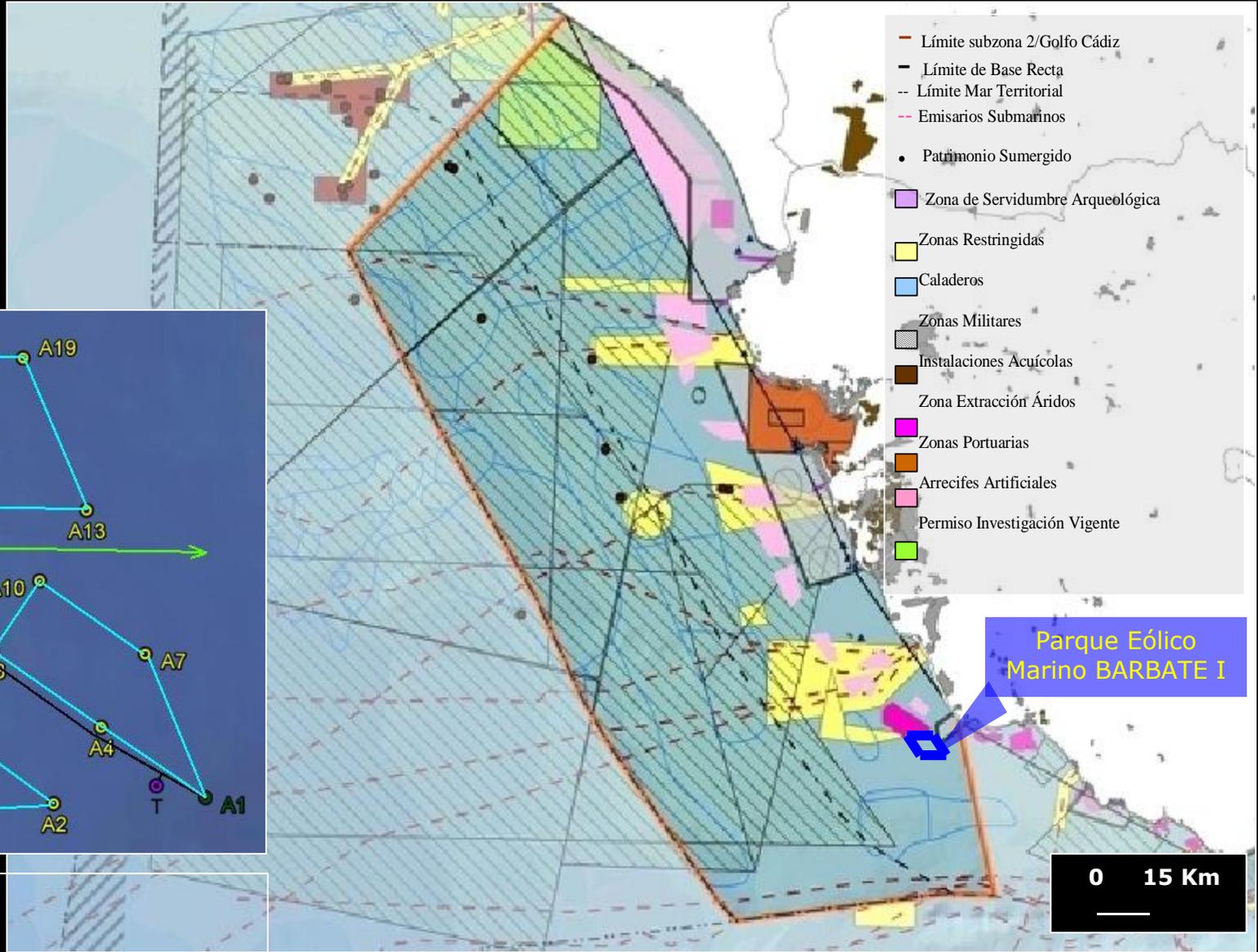
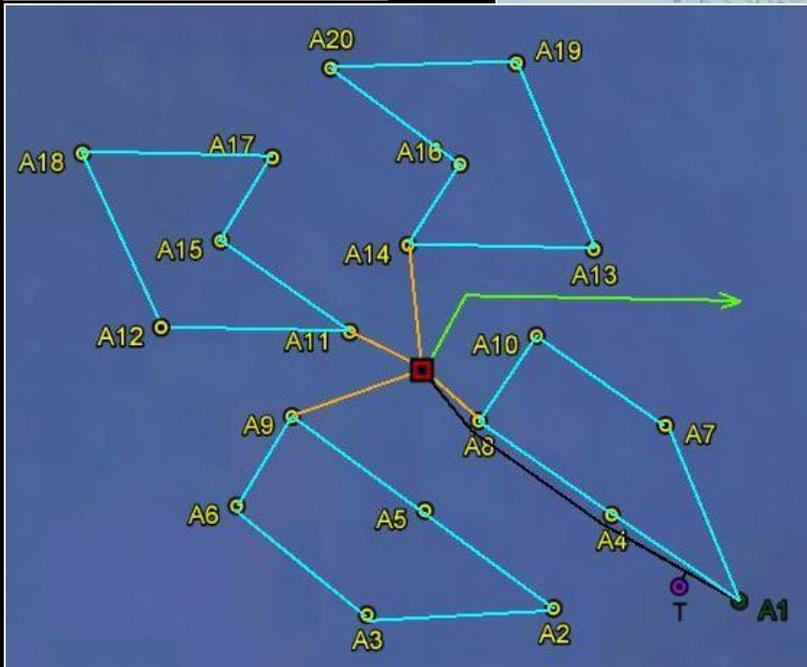
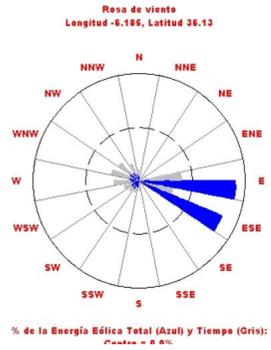
- Subestación Offshore
- Aerogenerador 5MW
- Desarrollo de Experimentos
- Torre de Mediciones y Observaciones
- Línea Media Tensión 33 kV
- Línea Media Tensión 33 kV
- Línea Media Tensión 10 kV
- Línea de evacuación Alta Tensión 220 kV

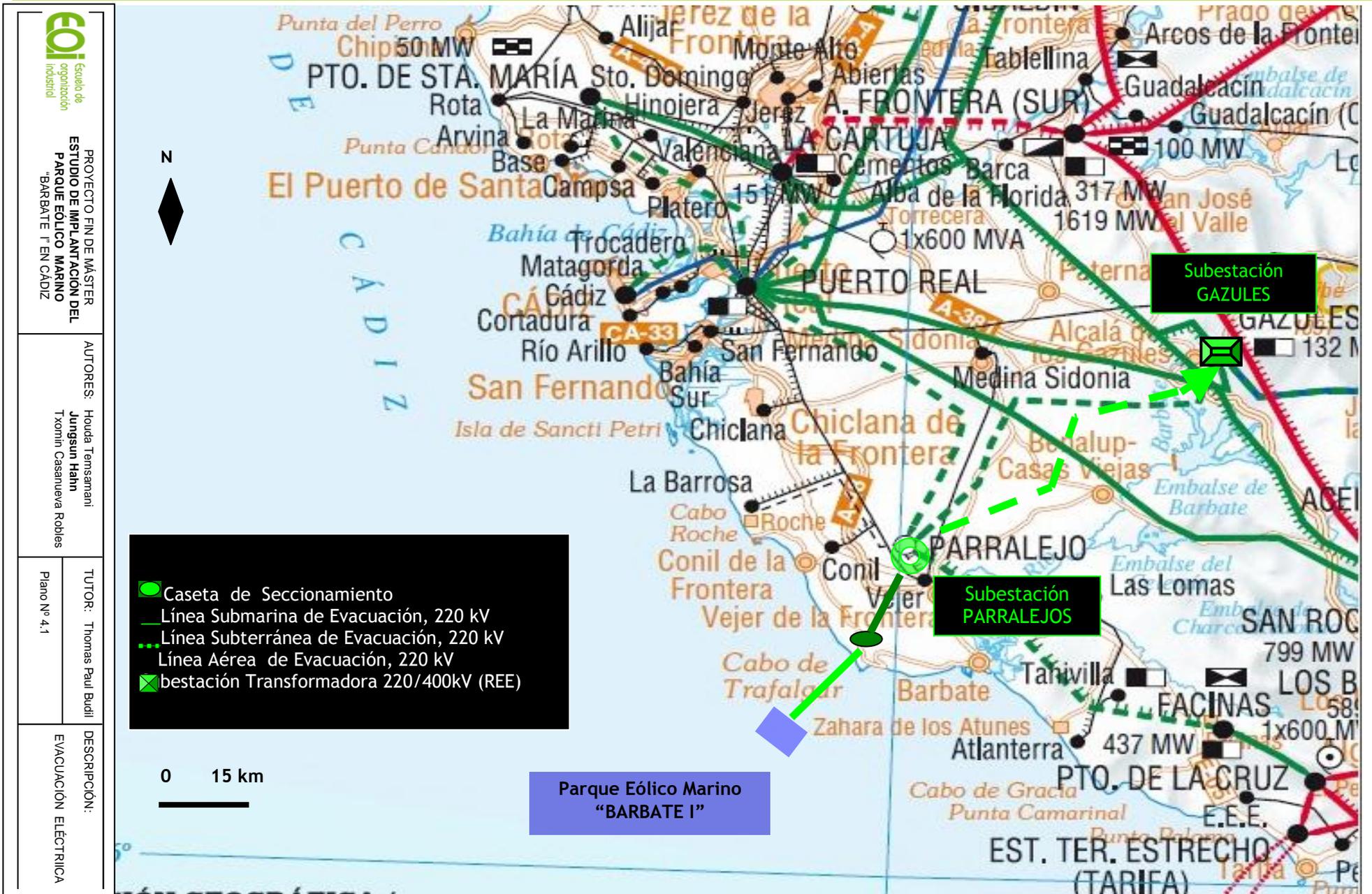
- Zonificación Ambiental Marina
- Zona de Exclusión
 - Zona con Condicionantes



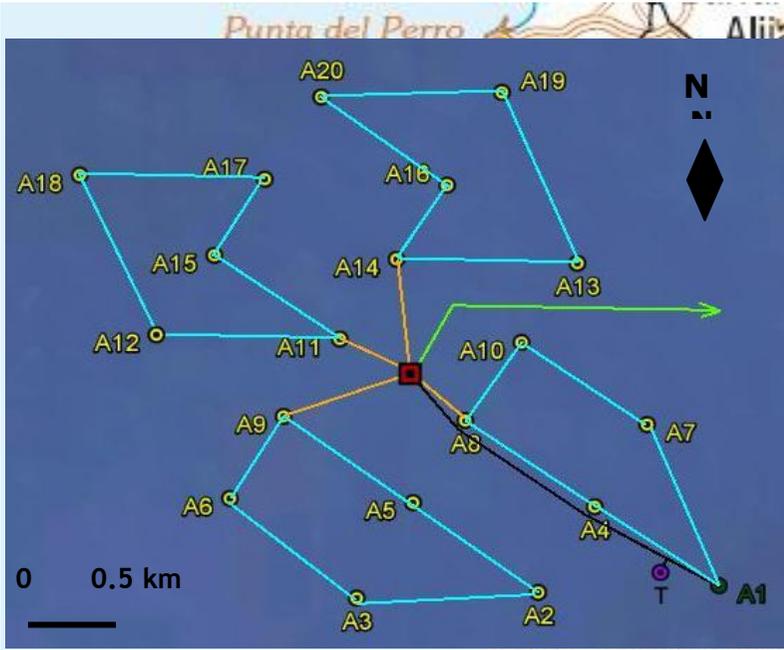
- Subestación Offshore
- Aerogenerador 5MW
- Desarrollo de Experimentos
- Torre de Mediciones y Observaciones
- Línea Media Tensión 33 Kv, Parque Comercial
- Línea Media Tensión 33 kV, Parque Comercial
- Línea Media Tensión 10kV, Parque Experimental
- Línea de Evacuación - Alta Tensión 220 KV

- Zonificación Ambiental Marina
- Zona de Exclusión
 - Zona con Condicionantes

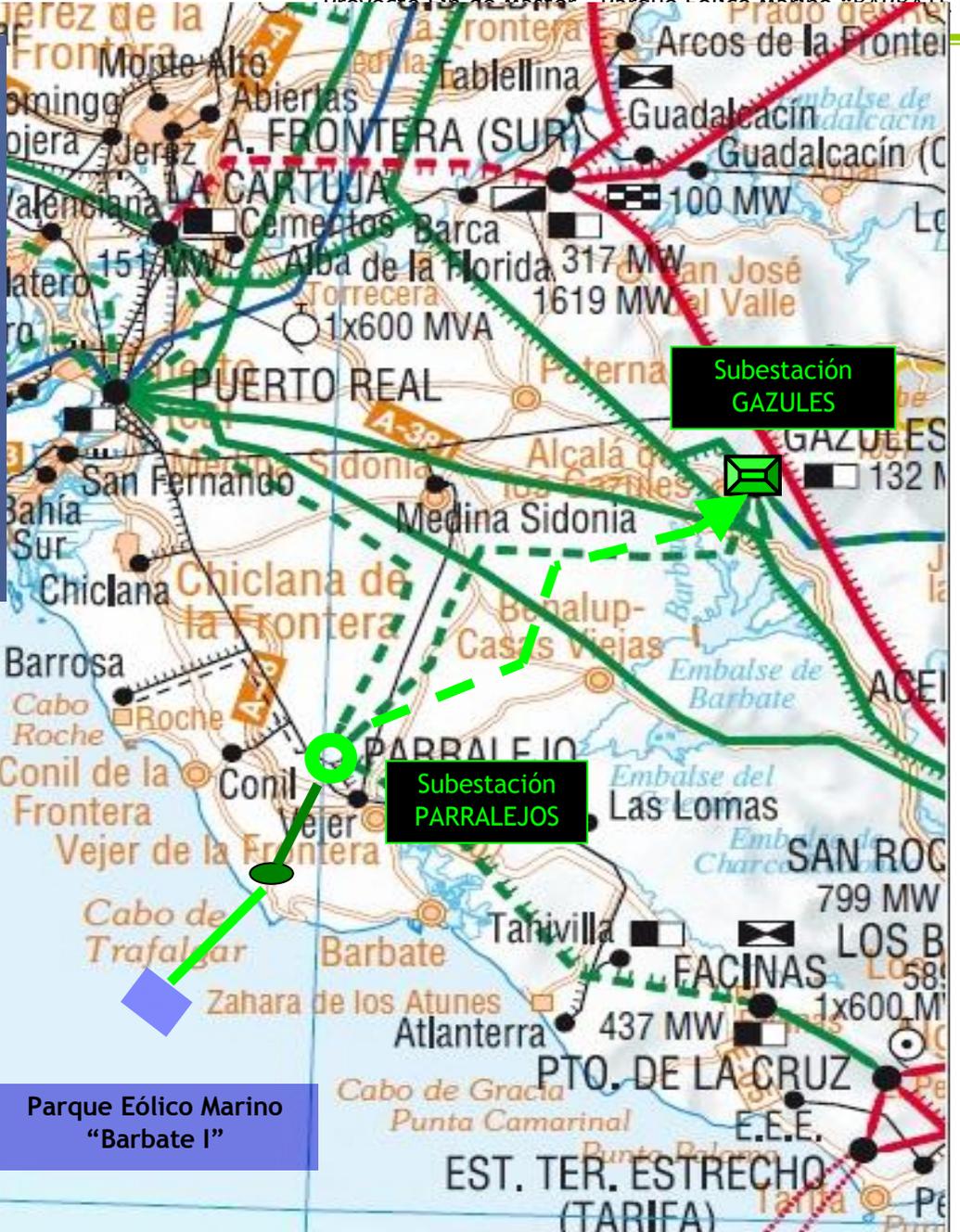


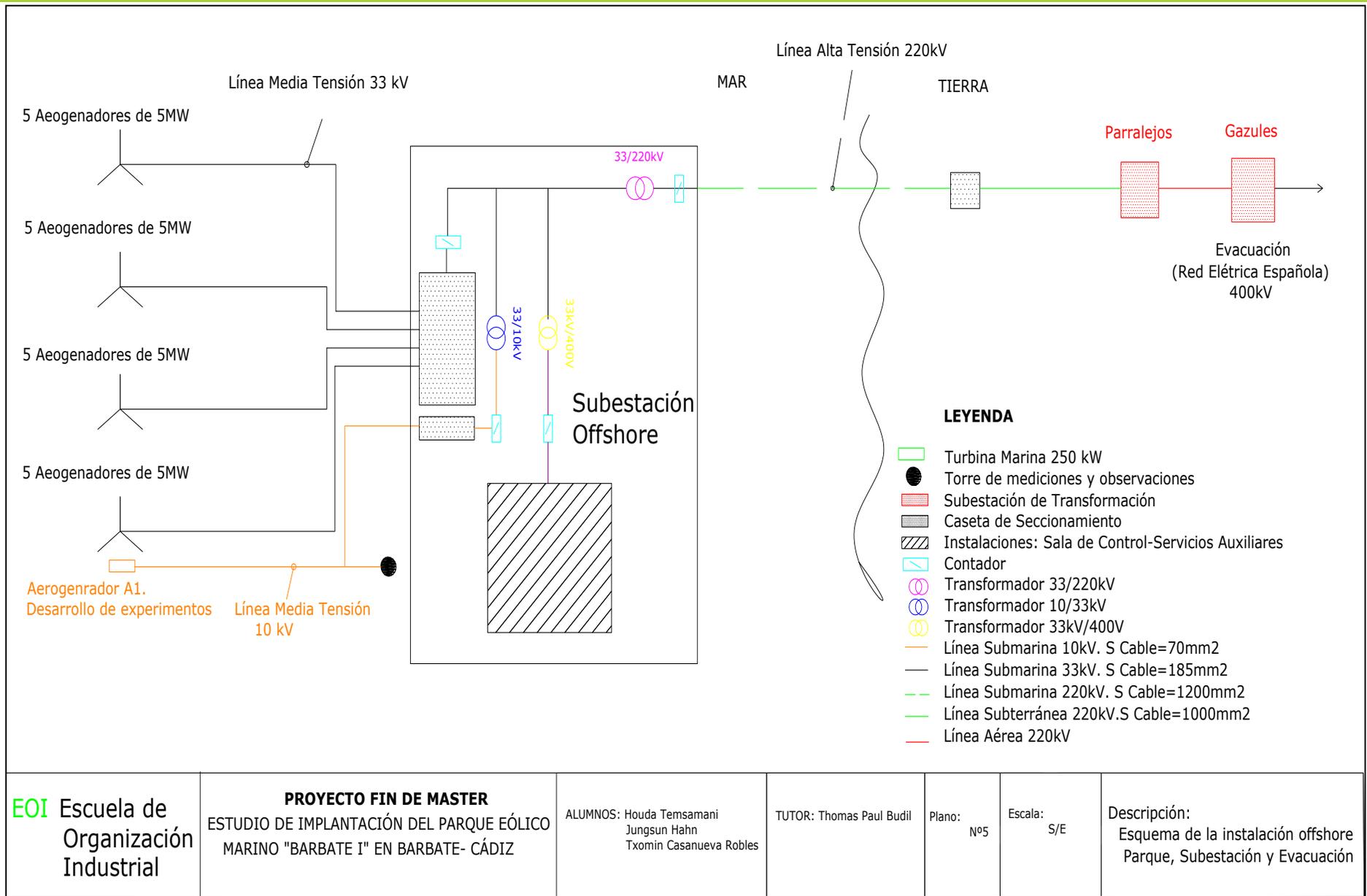


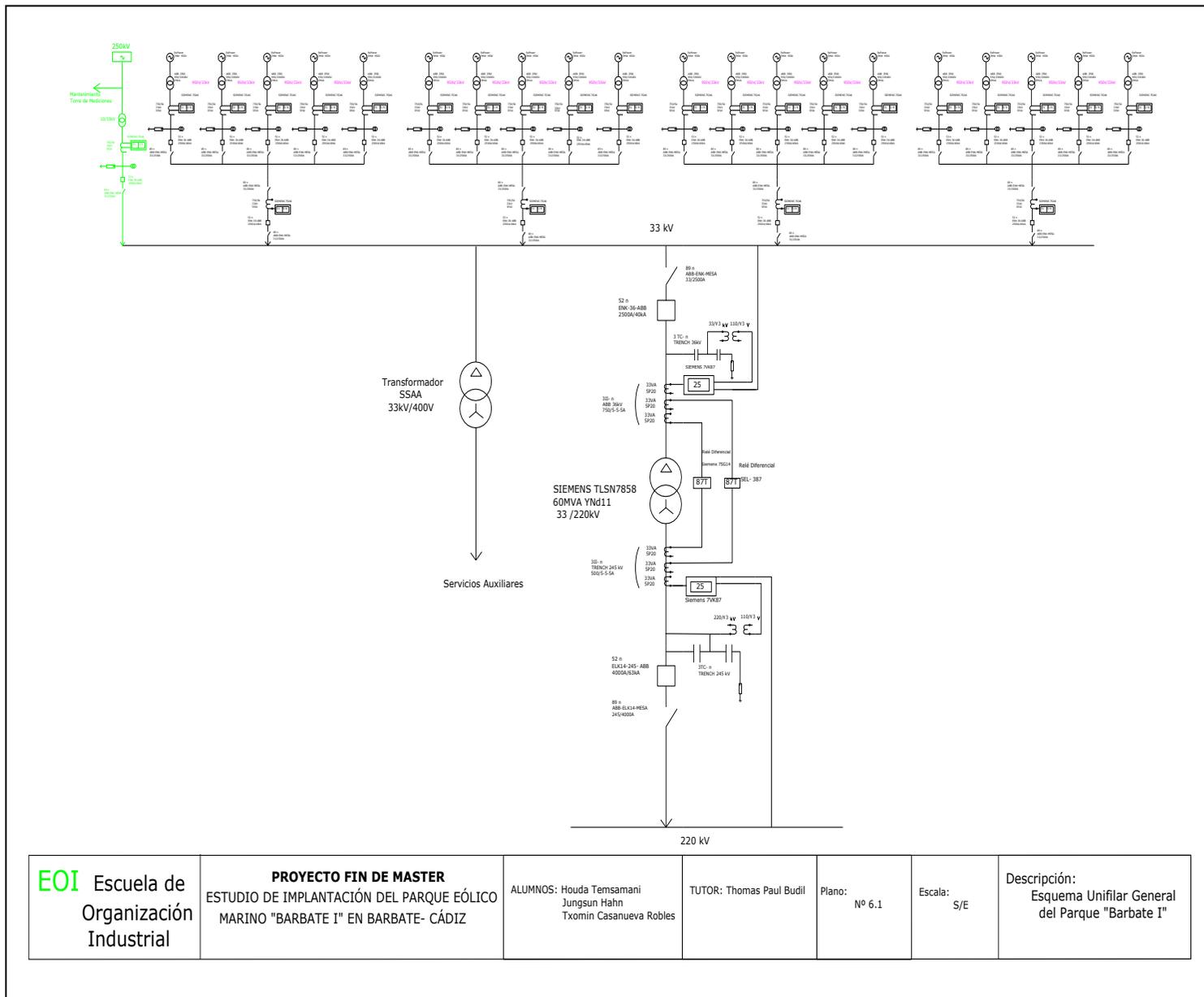
 <p>Escuela de organización industrial</p>	<p>PROYECTO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO "BARBATE I" EN CÁDIZ</p>	
	<p>AUTORES:</p> <p>Houda Temsamani Jungsun Hahn Txomin Casanueva Robles</p>	<p>TUTOR:</p> <p>Thomas Paul Budil</p>
<p>EVACUACIÓN ELÉCTRICA</p>		

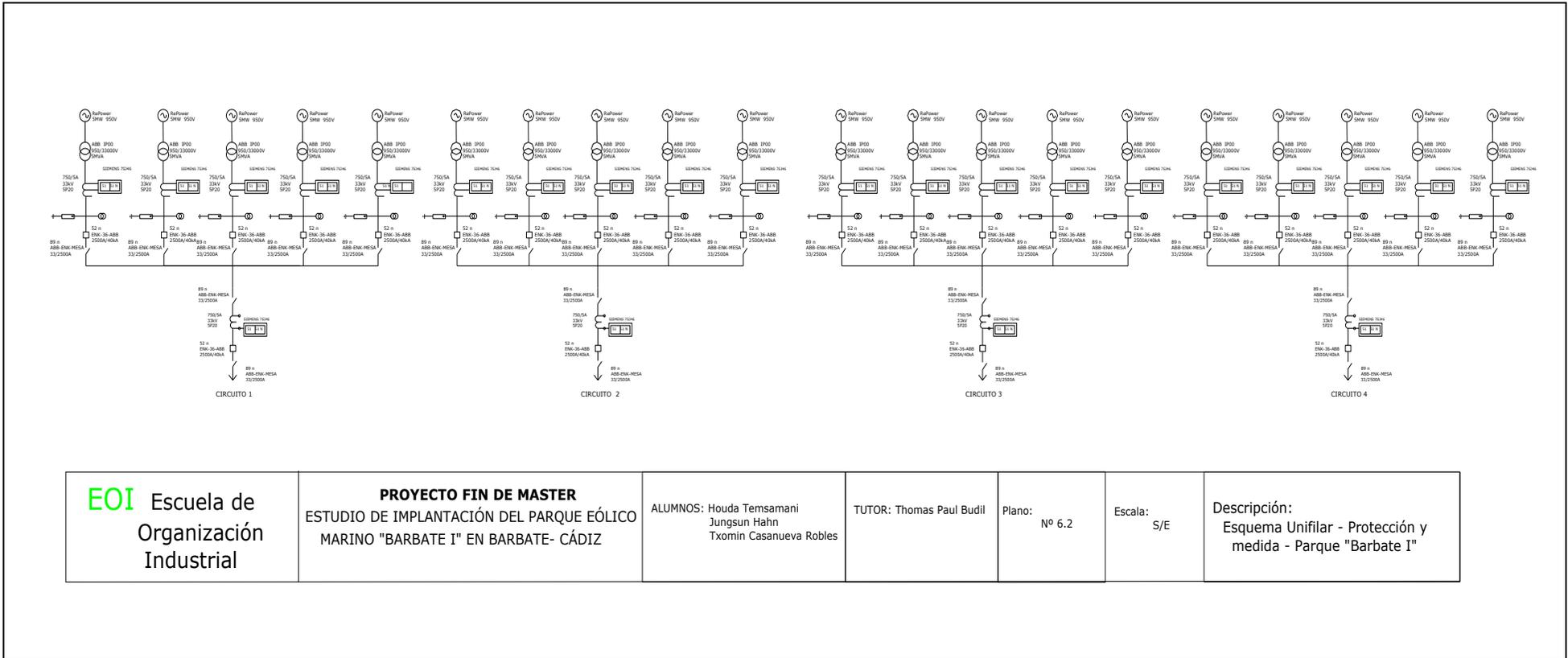


-  Línea Media Tensión 33 kV
-  Línea Media Tensión 33 kV
-  Línea Media Tensión 10 kV
-  Subestación Offshore 33/220kV
-  Aerogenerador 5 MW
-  Desarrollo Experimentos
-  Torre de Mediciones y Observaciones
-  Caseta de Seccionamiento
-  Línea Submarina de Evacuación, 220 kV
-  Línea Subterránea de Evacuación, 220 kV
-  Línea Aérea de Evacuación, 220 kV
-  Subestación Transformadora 220/400kV (REE)

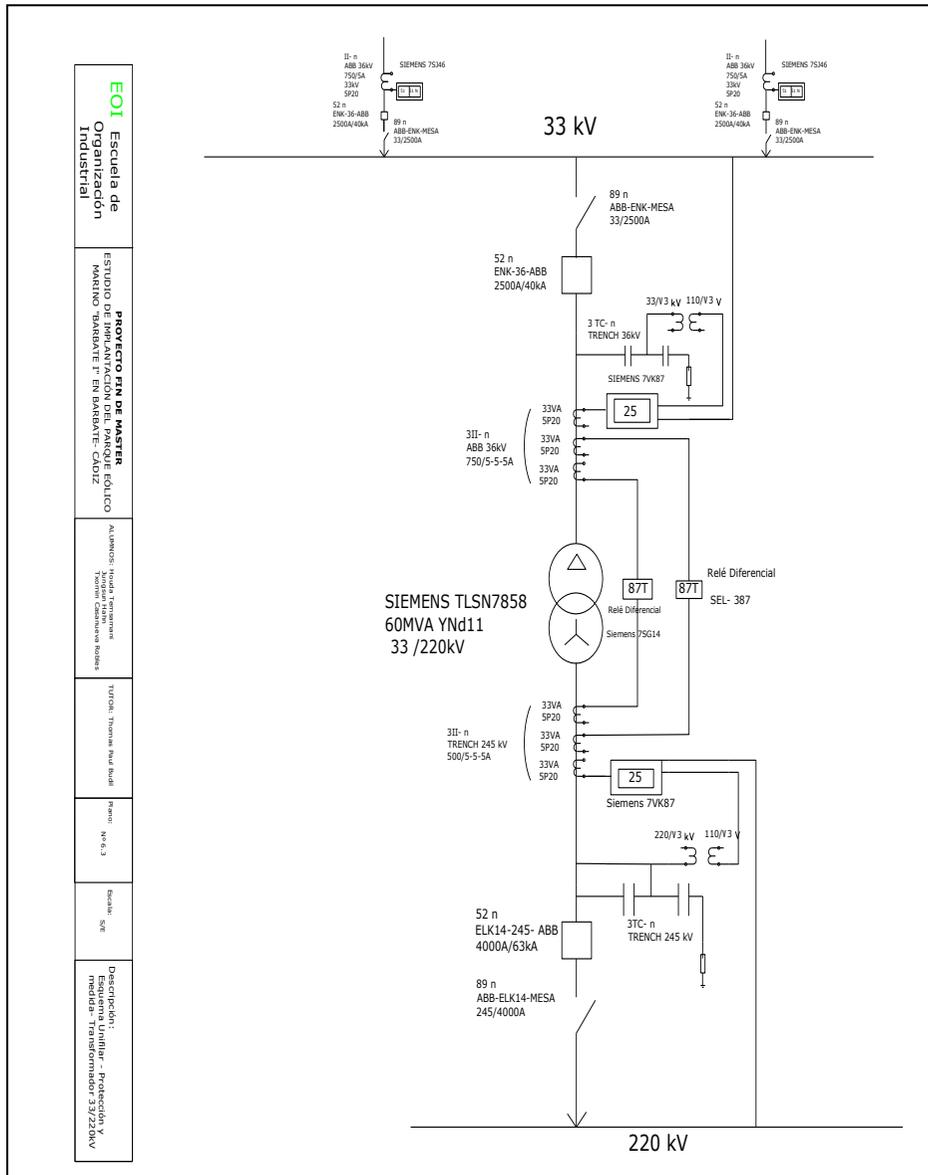








<p>EOI Escuela de Organización Industrial</p>	<p>PROYECTO FIN DE MASTER ESTUDIO DE IMPLANTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO "BARBATE I" EN BARBATE- CÁDIZ</p>	<p>ALUMNOS: Houda Tamsamani Jungsun Hahn Txomin Casanueva Robles</p>	<p>TUTOR: Thomas Paul Budil</p>	<p>Plano: Nº 6.2</p>	<p>Escala: S/E</p>	<p>Descripción: Esquema Unifilar - Protección y medida - Parque "Barbate I"</p>
--	---	--	---------------------------------	----------------------	--------------------	---



DOCUMENTO N° 6

ANEXOS

ANEXO 1. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA A NIVEL MUNDIAL 2011.

El mercado global de la energía eólica se recobró en cierta medida en 2011, gracias a que fue un buen año en bastantes mercados nacionales. El mercado creció en torno a un 6% respecto al 2010. Así la nueva instalación de 40,5 GW durante el 2011, figura 1, se tradujo en una inversión de más de 50.000 millones de euros (en torno a 68.000 millones de dólares).

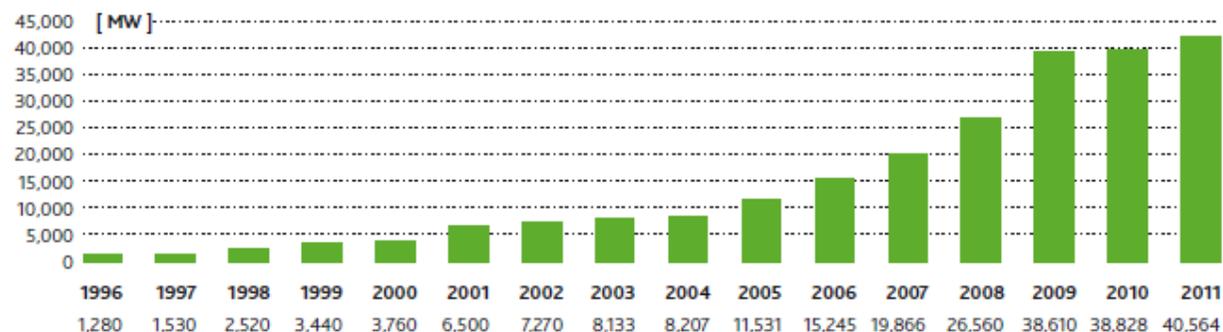


Figura 1. Capacidad global instalada de forma anual durante el período 1996 a 2011. (Fuente: GWEC)

El mercado americano tuvo una recuperación respetable, mientras que Canadá tuvo un año de record y Europa se mantuvo en la senda para cumplir su objetivo del 20/20 pero esencialmente con un mercado plano. Las instalaciones de energía eólica marina decrecieron ligeramente en 2010, pero sin embargo hubo un fuerte crecimiento en Rumania, Polonia y Turquía. Así como un fuerte año en Alemania que refleja un renovado y firme compromiso por las energías renovables con el despertar de la decisión de la eliminación gradual de la energía nuclear.

La capacidad global instalada acumulada a finales de 2011 era de un poco menos de 238 GW, figura 2, representando un crecimiento acumulado del mercado de más del 20%, que es ciertamente un figura respetable para cualquier industria en este clima económico, siendo inferior a la media de los últimos diez años, que había sido del orden del 28%.

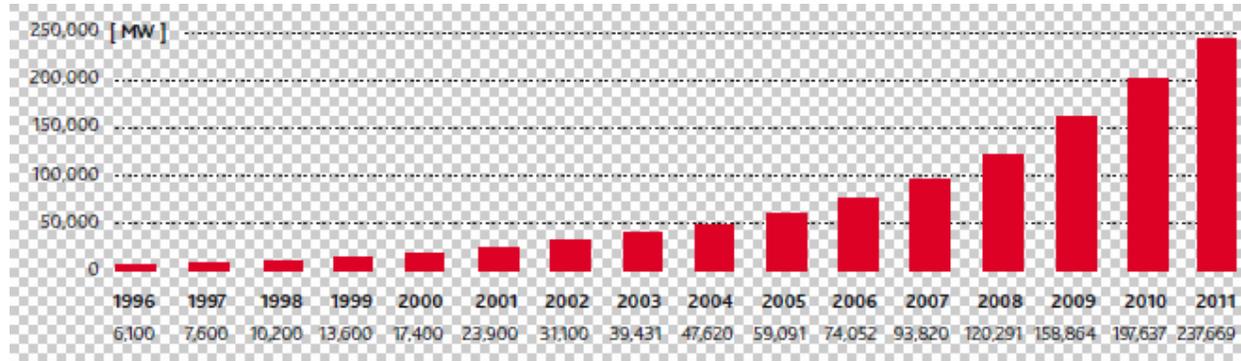


Figura 2. Capacidad global instalada acumulada durante el período 1996 a 2011. (Fuente: GWEC)

Los principales impulsores de este crecimiento en el mercado global, como ha sucedido durante los últimos años, fueron las potencia asiáticas como China e India, figura 3. Aunque la tasa de crecimiento de 2 o tres cifras en el mercado eólico chino puede haber acabado por el momento, aun así sigue representando en torno al 43% del mercado mundial, mientras que la India tuvo un nuevo record de instalaciones. Estos dos países conjuntamente contabilizaron más del 50% del mercado mundial en 2011.

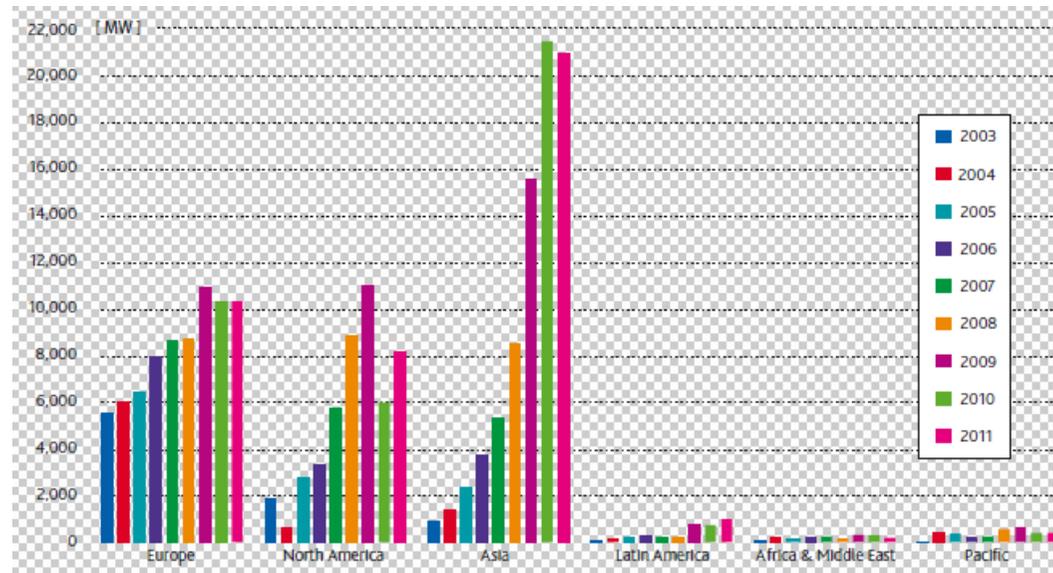


Figura 3. Capacidad global instalada anualmente por regiones, período 2003 a 2011. (Fuente: GWEC)

Además, Brasil empezó a cumplir su promesa, que junto con México se convertirán en los principales mercados en el hemisferio occidental en los años venideros. A los dos anteriores hay que sumar Sudáfrica que finalmente tomó la decisión de entrar en el mercado de la energía eólica formalmente.

Por segundo año consecutivo, la mayor parte de las instalaciones de energía eólica se localizaron fuera de la OECD, y esta es una tendencia que se va a seguir y reforzar en el futuro cercano. Por otro lado, India subió hasta la tercera posición en términos de cuota de mercado anual el 2010, durante 2011 consolidó su posición, y es posible que avance en la tabla de potencia acumulado, pudiendo superar a España y así ocupar la cuarta plaza a finales de 2013.

En cuanto al futuro, la imagen es una mezcla entre los diferentes mercados, siendo bastante difícil de entender. Las incertidumbres sobre el futuro apoyo federal a las energías renovables en los Estados Unidos son la variable más importante, pero no la única. Los problemas de la red en China, los cambios en el código tributario en la India, las cuestiones sobre el ritmo de desarrollo de la energía eólica marina en Europa, y la inestable situación política en el Medio Oriente son sólo algunos de los problemas a los que habrá que hacer frente.

A continuación se va a dar una visión de forma reducida de la situación de diferentes países:

China instaló cerca de 18 GW por segundo año consecutivo, pero por primera vez en casi una década, no se ha producido una tasa de crecimiento de 2 o tres cifras, figura 4. Parece que el mercado está entrando en una fase de consolidación para solucionar algunos de los problemas creados por su extraordinario crecimiento. En primer lugar está la red, y los mediocres esfuerzos de las compañías responsables de la misma han llevado a cabo a la hora de mejorar su infraestructura para poder continuar con las instalaciones.

En 2011, entraron en vigor nuevas reglas de planificación y funcionamiento que deberían haber ayudado a solucionar la situación anterior. No obstante, todavía existe un problema de voluntad política, y aunque la retórica de la Red Estatal ha cambiado, parece que su comportamiento no hasta el momento. También hay un considerable problema de exceso de oferta de fabricación, lo suficientemente importante que mereció ser mencionado por Wen Jia Bao en la Asamblea Nacional Popular en Beijing en marzo de 2011.

El objetivo de eólica marina de 5 GW para 2015 parece menos fácil de alcanzar a medida que pasan los meses debido a cuestiones de regulación y emplazamiento que todavía siguen siendo problemáticas. Pero existe una gran voluntad tanto por parte del gobierno como de la industria de seguir avanzando en este segmento, a

través de nuevos desarrollos en zonas de bajo viento en el sur y este del país. El mensaje que se quiere transmitir es que es tiempo de construir más potencia eólica más cerca de los centros de consumo.

El mercado indio pasó el hito de los 2 GW por primera en 2010, llegando a 3 GW en 2011. El continuo incremento de la demanda y la política de prioridad para las energías renovables han convertido a la India en unos de los mercados más dinámicos del mundo. Al mismo tiempo, la introducción de un nuevo código tributario y la incertidumbre sobre el futuro de los subsidios que han sido los que han posibilitado este crecimiento se han convertido en causa de preocupación.

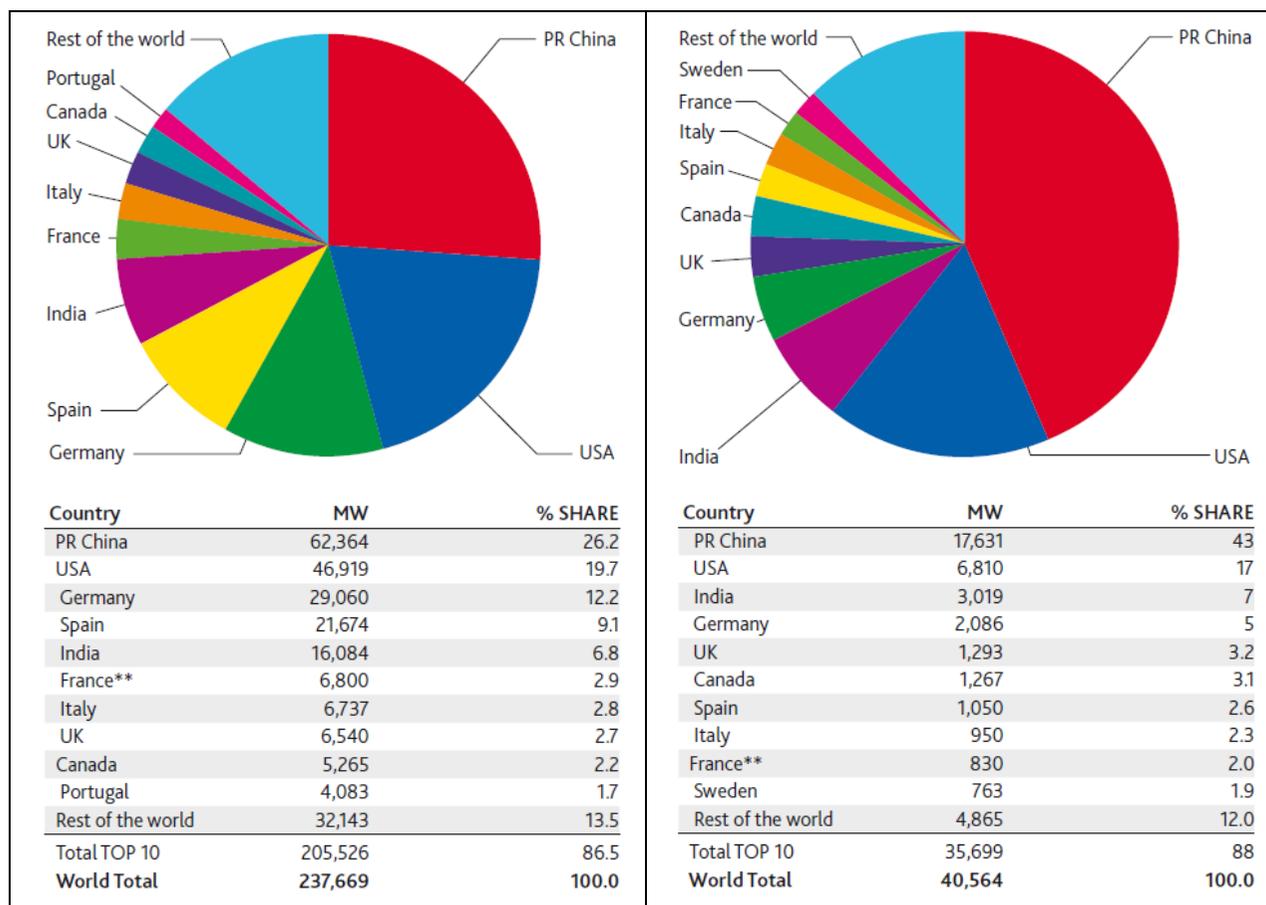


Figura 4. A la izquierda los 10 países con más capacidad instalada acumulada en diciembre 2011 y a la derecha los diez países con mayor capacidad instalada entre enero y diciembre 2011. (Fuente: GWEC)

En el resto de Asia no hubo mucho progreso en 2011, a excepción de algunos países. Así el mercado japonés está a punto de iniciar una nueva ronda de crecimiento, dependiendo de cómo resulte el debate sobre el futuro del sector energético nacional. Mientras que la energía nuclear es rechazada por una abrumadora mayoría de los japoneses, los titulares de ésta están contraatacando. Esto se verá más claro una vez que se llegue a un acuerdo sobre las tarifas reguladas y la regulación de las conexiones, y entren en vigor, no más tarde del 1 de julio.

Korea del Sur es otro país a tener en cuenta, la presentar importantes ambiciones a nivel de energía eólica marina y mejoras en el régimen de regulación de la eólica terrestre. De ahí que la energía eólica jugará un importante papel en la estrategia de Crecimiento Verde del gobierno coreano.

Otro dato a tener en cuenta es que en el año 2012 se ha visto marcado por la puesta en servicio del primer parque eólico comercial de 50 MW en Mongolia, a unos 40 km a las fueras de la capital Ulaanbaatar. Aunque es un pequeño desarrollo, puede ser el precursor de mayores desarrollos que están por llegar: como la mayor operación de minería del mundo que se va a construir al sur del Desierto del Gobi, donde no hay carreteras, ni electricidad ni agua. Los funcionarios mongoles así como el sector privado están dispuestos a proceder con esta obra mediante la instalación potencial de más de 1.000 GW de energía eólica así como de igual cantidad de energía solar.

Esta bonanza energética ha atraído la atención del emprendedor Masayoshi Son, que mediante la reciente creación de la Fundación de Energía Renovable Japonesa está desarrollando planes para una Superred para el este asiático, que brindaría entre otras cosas la posibilidad de evacuar las fuentes de energía renovables de Mongolia a los mercados de China, Rusia, Japón, Korea así como en otros lugares.

El mercado norteamericano tuvo un crecimiento anual del más del 30% durante el 2011, 6.810 MW en 31 estados, siendo la potencia total instalada acumulada de 47 GW, lo que representa casi un 17% de crecimiento. Mientras Estados Unidos tiene problemas con la incertidumbre que rodea a la extensión de crédito impositivo federal para la producción de energía (PTC), la energía eólica se ha instalado en 38 estados, y la distribución de las turbinas y componentes fabricados por industrias americanas ya se localiza en 43 estados. Esto significa que los fabricantes americanos furoon capaces de suministrar el 60% del contenido del mercado americano en 2011, por encima del 25% de hace unos años.

Todo indica que el crecimiento será mayor en 2012, aunque esto está oscurecido por dudosas perspectivas para 2013, que están ligadas a la suerte que corra el PTC.

Europa instaló 10.281 MW durante el año 2011, de los cuales 9.616 se instalaron en los 27 países de la UE. Si estos datos parecen familiares es debido a que son prácticamente iguales a los de 2010, lo que representa una estabilidad del mercado europeo debido al marco político estable y a largo plazo de la Directiva de Energías Renovables. La capacidad total instalada se cifra en 96,6 GW, de los cuales 93,95 GW se localizan en los 27 países que conforman la UE.

Mientras la distribución del mercado cambia año a año, la industria sigue avanzando hacia el objetivo del 2020 de suministrar entre el 14 y 16% de la electricidad necesaria en la UE para el final de la década.

Las instalaciones de eólica marina disminuyeron ligeramente en 2011 hasta los 866 MW, justo 17 MW menos que en 2010, haciendo un total de 3.813 MW, representando un 9% del mercado europeo. La mayoría de estas instalaciones se llevaron a cabo en el Reino Unido, asentando su posición de liderazgo no sólo europeo sino a nivel mundial en energía eólica marina, con más de 2.000 MW, seguido por Dinamarca con 857 MW.

En términos de instalación anual, Alemania fue el mercado más importante en 2011, instalando 2.086 MW. En segundo lugar se posicionó el Reino Unido con 1.293 MW incluyendo 752 MW de eólica marina, seguida de España (1.050 MW), Italia (950 MW), Francia (830 MW), Suecia (763 MW) y Rumanía (520 MW). Turquía y Polonia también tuvieron buenos resultados instalando 470 MW y 436 MW, respectivamente.

A continuación se van a desarrollar los países más importantes como son: China,

1.1 China

En 2011, China lideró de nuevo el mercado mundial instalando 17.630,9 MW, asentando su posición de liderazgo del mercado eólico mundial con un total de 62.364,2 MW, figura 5.

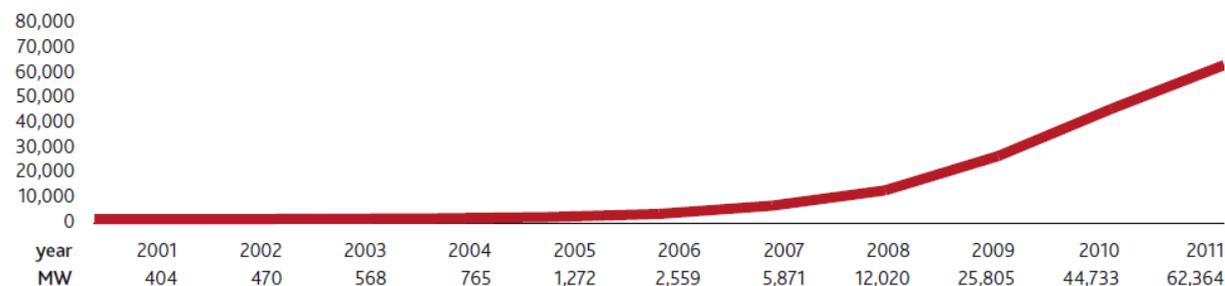


Figura 5. Potencia instalada acumulada en China en período 2001 a 2011. (Fuente: GWEC)

Hay trece provincias en China que han pasado el hito de 1 GW. En la siguiente tabla se observan las 10 primeras provincias según sus potencia instalada acumulada siendo las tres provincias siguientes en esta lista: Shan Xi (1.881,1 MW), Guangdong (1302,4 MW) y Fujian (1.025,7 MW). Hay que mencionar que es el centro de Mongolia la que presenta la mayor capacidad instalada con 17,6 GW a finales de 2011.

Tabla 1. Las 10 provincias de China con mayor capacidad instalada de energía eólica. (Fuente: GWEC)

Posición	Ubicación	Acumulado 2010 (MW)	2011 Anual (MW)	2011 Acumulada (MW)
1	Centro Mongolia	13.858	3.736,4	17.594,4
2	He Bei	4.794	2.175,5	6.969,5
3	Gansu	4.944	465,2	5.409,2
4	Liao Ning	4.066,9	1.182,5	5.249,3
5	Shan Dong	2.637,8	1.924,5	4.562,3
6	Ji Lin	2.940,9	622,5	3.563,4
7	Heo Longjiang	2.370,1	1.075,8	3.445,8
8	Ning Xia	1.182,7	1.703,5	2.886,2
9	Xin Jiang	1.363,6	952,5	2.316,1
10	Jiang Su	1.595,3	372,3	1.967,6

China tiene uno de los sistemas eléctricos más grandes del mundo, con una potencia total instalada de unos 1.060 GW a finales de 2011. La producción eléctrica se cifraba en unos 4.600 TWh, representando la energía eólica un poco más del 1,5% de dicho suministro eléctrico.

Respecto a los fabricantes de turbinas chinas siguen subiendo puestos en la lista de fabricantes mundiales, con Sinovel, Goldwin, United Power y Mingyang dentro de los 10 primeros puestos en 2011.

1.1.1 Potencial eólico de China

China tiene un recurso eólico abundante tanto a nivel marino como terrestre debido a la gran extensión en tierra como en el mar territorial que posee. Esto se refrendó con la Cuarta Investigación a Nivel Nacional del Recurso Eólico que se obtuvo usando datos de 40 mástiles de viento refinados junto con simulaciones de computadora. Los resultados que se obtuvieron se resumen en la siguiente tabla.

El potencial eólico en tierra de China se encuentra entre 1.000 y 4.000 GW mientras que el marino en aguas con profundidad entre 5 y 50 metros es de 500 GW.

Tabla 2. Potencia de energía eólica terrestre tecnológicamente explotable (GW). (Fuente: GWEC)

Altura por encima suelo (m)	Grado 4 o superior (densidad potencia eólica $\geq 400 \text{ W/m}^2$)	Grado 3 o superior (densidad potencia eólica $\geq 300 \text{ W/m}^2$)	Grado 2 o superior (densidad potencia eólica $\geq 200 \text{ W/m}^2$)
50	800	2.000	2.900
70	1.000	2.600	3.600
100	1.500	3.400	4.000

1.1.2 Marco político para la energía eólica

A principios del 2011, la administración Nacional de la Energía (NEA) publicó el Plan Quincenal para la energía renovable (2011 - 2015), donde se incluye un objetivo de 100 GW para el 2015, consistente en 70 GW del Programa Base de Proyectos a Gran Escala, 30 GW de proyectos más pequeños y 5 GW adicionales provenientes de energía eólica marina.

Posteriormente a la publicación del Plan Quincenal, hubo una serie de incidentes que involucraron el interfaz entre los proyectos base y el sistema de transmisión dando lugar a que un gran número de turbinas se desconectaron de la red. Estos incidentes subrayaron el hecho de que se debe hacer una planificación y coordinación más cuidadosa entre las distintas partes cuando se llevan a cabo proyectos de tal envergadura. Así como la necesidad de aplicar unos estándares a la industria eólica china con tiempo suficiente para adaptación.

Un resultado positivo de este episodio fue la introducción de un código de red, junto con otros 17 estándares técnicos para la industria. En la actualidad la mayor parte de los fabricantes equipan sus turbinas con LVRT (tecnología para soportar huecos de tensión). A partir de ese momento el LVRT se ha convertido en un requisito junto con otras medidas para asegurar una suave integración en la red.

Así la NEA puso los proyectos de gran escala a la espera y a final de 2011 lanzó dos nuevas importantes iniciativas, que marcaron importantes cambios en el sector eólico.

Nuevas regulaciones para incrementar la calidad y solucionar la calidad de los cuellos de botella en la transmisión

La primera iniciativa introducida fueron las “Regulaciones y Reglas Interinas para el Desarrollo y Gestión de los Parques Eólicos”. Entre otras medidas, las regulaciones establecieron que los parques eólicos no pueden empezar a construirse antes de que el proceso de aprobación esté completamente finalizado, o al proyecto no se le concederá ni la prima ni el acceso a la red. Además, ahora todos los parques eólicos requieren tener una evaluación formal un año después al inicio de su funcionamiento y todos los datos de funcionamiento deben ser presentados. El objetivo es tener un mayor control sobre la calidad de los proyectos, más que fomentar su cantidad.

A esta regulación le siguió la publicación de la “Gestión de la Seguridad de los parques Eólicos: Reglas y Regulaciones”, que establece las reglas para la gestión de la seguridad de los parques eólicos y el establecimiento de sistemas de seguimiento y presentación de informes de las operaciones de los parques eólicos.

La segunda medida de gran relevancia puesta en marcha por la NEA fue fomentar el desarrollo de parques eólicos en regiones con menos velocidad del viento pero cercanos a los centros de consumo. Desde 2008, el énfasis se había puesto en los proyectos a gran escala que estaban localizados principalmente en regiones remotas y que necesitaban importantes obras de modernización de la red de transmisión para transportar la electricidad a los centros de consumo. La NEA y la Red Estatal están trabajando para solventar los cuellos de botella de la transmisión y otros problemas de la red. Mientras, sin embargo, la NEA está activamente fomentando el desarrollo de parques eólicos en zonas de bajo viento pero más cercanos a los centros de consumo, lo que tendrá un beneficio añadido de animar a los fabricantes a desarrollar máquinas más sofisticadas con mayores palas y más altas torres para extraer el máximo de energía de vientos con menos velocidad.

1.1.3 Offshore

En 2011, China instaló otros 107,9 MW de eólica marina dando lugar a un total de 258,4 MW, posicionándose en tercer lugar en el ranking mundial después del Reino Unido y Dinamarca.

En 2011, el proyecto principal fue un proyecto de demostración denominado Jiangsu Rudong de 99,3 MW que una vez acabado alcanzará 150 MW. Este proyecto se caracteriza por disfrutar de condiciones más favorables de tarifa que aquellos de la primera ronda de licitación. Esto se está traduciendo en un aumento del conocimiento y de la experiencia de la industria offshore.

China tiene un ambicioso objetivo de desarrollar 5 GW para 2015, y 30 GW para 2020. Según su política, China va a seguir un modelo de concesión por licitación, en el que tanto los promotores como las tarifas son determinados por el licitador.

La segunda ronda de la concesión por licitación de 2.000 MW de energía eólica marina iba a tener lugar en 2011, pero al final se pospuso a 2012, fundamentalmente debido a dificultades de planificación y emplazamiento a las que se enfrentaron los proyectos licitados en el primera ronda en el año 2010.

No obstante, estos retrasos no han parado totalmente el desarrollo de la Offshore. Proyectos de demostración más pequeños han sido aprobado y construidos, inicialmente en el rango de los 20 a 30 MW.

Para más detalles, ver el apartado de la energía eólica marina a nivel mundial.

1.1.3.a El reto de la red

La red sigue siendo el mayor reto para el desarrollo de la energía eólica marina en China. Uno de los problemas en el pasado fue que la infraestructura de la red local no se expandió lo suficientemente rápido, aunque esto ahora se está mejorando. Además, ahora hay nuevas políticas que requieren la aprobación de los parques eólicos desde un punto de vista de la ordenación central, lo que está suponiendo una mejora de la coordinación de la red local.

Sin embargo, el verdadero cuello de botella es el sistema de transmisión y el incremento en la restricción de la producción de energía eólica en los períodos pico debido a la incapacidad de las compañías de la red de gestionar el sistema de transmisión de forma efectiva. No hay datos públicos disponibles para mostrar cuanto viento se pierde debido a estas restricciones, pero los principales operadores de energía eólica han informado de la severidad de este problema. Básicamente, el rango de penetración del viento en ciertas regiones requiere que la red del sistema y el operador de la red sean flexibles e inteligentes, sin embargo la red actual no lo es. De ahí que se hayan planteado nuevas de HVDC. NO obstante, a día de hoy se están desarrollando más lentamente de lo esperado.

Finalmente, el hecho de que las compañías de la red sean los mayores monopolios en China hace muy difícil cualquier discusión a cerca de mejorar los servicios de la red.

1.1.4 Perspectivas para el 2012 y más adelante

Los días en que la capacidad de China se doblaba cada año ya es pasado. En este momento la industria china se encuentra ante una evolución más estable. Se espera que el desarrollo de nuevas instalaciones se mantenga al nivel actual durante los próximos años, dependiendo de la capacidad de la red de acomodar el incremento de la potencia eólica. El objetivo del gobierno de 150 GW para 2020 puede ser fácilmente cumplido, y los 200 GW o más para 2020 es muy factible siempre y cuando el problema que presenta la red sea solucionado satisfactoriamente.

1.2 Unión Europea

Durante 2011, se instalaron 10.281 MW a lo largo de toda Europa, representado los países de la Unión Europea 9.616 MW, una cifra muy similar a la de 2010 que fue de 9.648 MW.

La inversión en energía eólica en la UE en 2011 se cifró en 12.600 millones de euros (16.890 millones de dólares), correspondiendo a la eólica terrestre 10.200 millones de euros (13.590 millones de dólares) y a la eólica marina 2.400 millones de euros (3.190 millones de dólares).

De los 10.281 MW instalados en Europa, 9.145 MW fueron instalados en tierra y 866 MW en el mar. Esto significa que en 2011, el mercado de la eólica marina disminuyó ligeramente (1,9%) con respecto a 2010. Es importante señalar que se ha llevado a cabo un trabajo de preparación considerable en los nuevos proyectos y que numerosos acuerdos fueron firmados, sugiriendo un sólido crecimiento futuro.

En términos de instalación anual, Alemania fue, sin lugar a dudas, el mercado más importante en 2011, instalando 2.086 MW nuevos. El Reino Unido se colocó en segunda posición con 1.293 MW incluyendo 752 MW de eólica marina, seguida por España (1.050 MW), Italia (950 MW), Francia (830 MW), Suecia (763 MW) y Rumanía (520 MW).

Entre los mercados emergentes de los países del centro y del este de Europa, Polonia fue el segundo después de Rumanía que instaló 436 MW. Ambos países se mantuvieron por segundo año consecutivo dentro de los 10 mercados europeos más importantes.

El total de la capacidad instalada en la UE a finales de 2011 figura 6, produce en una año promedio de viento, 204 TWh de electricidad, suficiente para cumplir con el 6,3% del consumo total electricidad de la UE, siendo un 5,3% en el 2010.

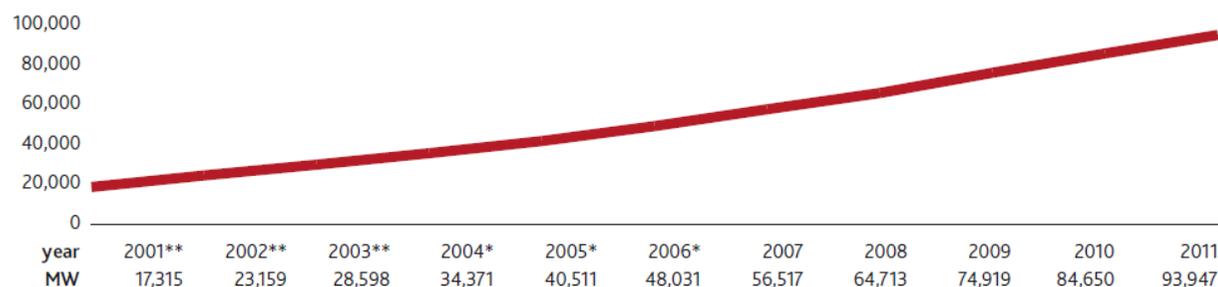


Figura 6. Capacidad total instalada (**UE 15 y *UE 25). (Fuente: GWEC)

El año 2011 fue un año de record respecto a la capacidad instalada en la UE, con 44,9 GW de nueva instalación añadidos a la red, lo que supone un incremento del 3,9% respecto al año 2010. La potencia eólica supuso el 21,4% de las nuevas instalaciones, la tercera más grande después de la solar fotovoltaica (46,7%) y el gas (21,6). Las nuevas instalaciones de carbón representaron sólo el 4,8% de la capacidad añadida, el fuel oil 1,6%, la hidráulica un 1,3%, la Energía Solar Térmica de Concentración (CSP) 1,1%. La nuclear, biomasa, los residuos, la geotérmica, las tecnologías marinas representaron cada una de ellas menos de un 1% de las nuevas instalaciones.

Mientras tanto, la capacidad nuclear fue desmantelada y más de un 1 GW de fuel oil fue desconectada de la red en 2011. Simultáneamente, se instaló más capacidad de generación renovable que nunca en la UE, con 32,1 GW de nueva generación, representando las renovables el 71,3% de todas las instalaciones. Es el cuarto año consecutivo que las energías renovables han representado más del 50% de toda la capacidad instalada.

Desde el año 2000, un total de 302,6 GW de nueva capacidad han sido instalados en la UE, de los cuales 28,2% fueron de energía eólica, 47,8% de renovables y 90,8% de energías renovables combinadas con gas.

La UE alcanzó el objetivo del 21% establecido en 2001 en la Directiva 77/2002/EC con una generación de entre 665 y 673 TWh de fuentes de energías renovables, o el 21% del consumo total 3.115 - 3.175 TWh al final del 2010. Es incluso más impresionante el hecho de que si la producción de energía renovable en la UE continúa creciendo a la misma tasa que lo ha hecho de 2005 a 2010, se alcanzaría el 36,4% en 2020 y el 51,6% del consumo de electricidad en la UE en 2030.

1.2.1 Nuevas políticas de desarrollo

En otoño de 2011, la Comisión Europea publicó una proposición de legislación para los Estados Miembros de la UE con respecto al Marco de Financiación Mutianual para el período 2014 a 2020. El borrador de la legislación incluyó una proposición para el incremento del presupuesto de investigación en la UE denominado "Horizonte 2020", con 7.000 millones de euros (9.330 millones de dólares) asignados para la investigación en energía. Se espera que el Parlamento Europeo, conjuntamente con el Consejo de Ministros, adopte esta legislación para finales de 2013.

Otros 9.100 millones de euros (12.130 millones de dólares) se han anticipado para proyectos relacionados con la red eléctrica y la simplificación de las autorizaciones bajo la Comisión Europea "Medidas Europeas de Infraestructura". Estas medidas también incluyen las guías revisadas para la infraestructura energética trans - europea.

En diciembre 2011, la Comisión Europea también presentó su Hoja de Ruta de la Energía para el 2050, que modeliza el itinerario para alcanzar el objetivo de la UE de descarbonización con una reducción del 85% de las emisiones del sector energético para el 2050. En cada escenario, la energía eólica es la tecnología líder en la generación de electricidad, suministrando entre el 32 y 49% del consumo total de la electricidad para 2050.

La Hoja de Ruta no es un acuerdo vinculante pero ha planteado el debate sobre los objetivos de la energía renovable para el 2030 y la trayectoria de implantación. Se espera que sea aprobado antes de que el mandato de la Comisión actual finalice en 2014.

1.2.2 UE eólica marina

En el año 2011, se instalaron 235 nuevas turbinas offshore en nueve parques eólicos conectados a la red, lo que constituyó 866,4 MW, llevando a la capacidad instalada acumulada a un valor de 3.813 MW con 1.371 turbinas en 53 parques eólicos marinos distribuidos por distintos países de la UE. Para más detalle, ver el apartado referido a la energía eólica marina.

A continuación se va a hacer referencia a algunos de los países más importantes dentro de la UE.

1.2.2.a Alemania

En el año 2011, el mercado eólico alemán se recobró de la crisis económica y financiera del año 2010. Alemania mantuvo su posición como líder europeo en energía eólica con 29.060 MW instalados y 22.297 turbinas en funcionamiento. En 2011, se añadió una capacidad de 2.085 MW, incluyendo 238 MW en repotenciación y 108 MW de energía eólica marina. En este mismo año, con respecto a las turbinas terrestres, se produjo una desmantelación de 123 MW de capacidad instalada. En comparación con el 2010, el mercado eólico alemán creció en un 30%.

La energía eólica generó 48 TWh de electricidad en 2011, lo que supuso el 7,8% del consumo neto de electricidad del país. En total, el 20% de la electricidad generada se debió a fuentes renovables, siendo la energía eólica la más importante.

El tamaño medio de las nuevas turbinas instaladas fue de 2,1 MW. Los fabricantes líderes en las instalaciones de eólica terrestre fueron Enercon (59,5%), Vestas (21%), REpower (9,7%) y Nordex (3,9%). Los proyectos de eólica marina que usaron turbinas Siemens y Bard construidas en 2010, estuvieron plenamente en servicio en 2011.

En términos de implantación, la Baja Sajonia es la región líder dentro del estado federal alemán con 7.039 MW instalados. En la actualidad, varios de los estados generan más del 40% de su electricidad mediante energía eólica. Este es el caso de Sajonia - Anhalt (48,11%), Brandeburgo (47,65%), y Schleswig - Holstein (46,46%).

1.2.2.b Reino Unido

El Reino Unido tiene las mejores fuentes de viento en Europa y es el líder a nivel mundial en el desarrollo de energía eólica marina, mientras que en la eólica terrestre sigue suscitando cada vez más controversias en algunas partes del país.

El mercado acumulado de energía eólica en el Reino Unido se encuentra por encima del 6,5 GW, con 1.293 MW de nueva capacidad instalada en 2011, incluyendo 752,45 MW de eólica marina. Las dos mayores zonas de eólica terrestre se localizan en Escocia: Clyde South con 56 turbinas (128,8 MW) y Arecleoch con 60 turbinas (120 MW).

La mayor capacidad de fabricación se produjo en 2011 tanto en el sector de eólica terrestre como de marina. Así hay que citar la instalación de Mabey Bridge dedicada a la fabricación de torres para eólica terrestre con un coste de 38 millones libras (45,41 millones de euros / 60,51 millones de dólares) localizado en el Sur de Gales que se puso en marcha en mayo del 2011 y en el sector de la eólica marina, TAG Energía que puso en marcha su instalación para la construcción de monopilotes en las riveras del Río Tees.

Tras las declaraciones de Siemens del 2010, General Electric y Gamesa establecieron sus instalaciones de fabricación de turbinas offshore. En 2011 Vestas garantizó sus derechos de uso de tierras en Kent para fabricar su turbina de eólica marina de 7 MW. En diciembre del 2011, Siemens siguió con sus planes para tener una nueva instalación para la fabricación de su turbina offshore de 6 MW, con la presentación de una solicitud de planificación para desarrollar el muelle de Alexandra en la costa este de Inglaterra.

Mientras que la crisis financiera global sigue debilitando la economía del Reino Unido, hay evidencias de que la inversión en tecnologías de energías renovables como la eólica puede ser un elemento crucial en el restablecimiento del crecimiento económico. Como líder en esta industria, el Reino Unido tiene el potencial de obtener un importante crecimiento del empleo en dicho sector. Actualmente hay 10.600 personas trabajando en la industria eólica en el Reino Unido con una perspectiva de crecimiento del empleo de 88.300 para 2021.

El Reino Unido está muy bien posicionado para aprovechar su ventaja en cuanto a localización y a su base industrial a la hora de mantener y expandir su posición como líder mundial dentro de la industria eólica marina.

A pesar de la crisis financiera, la industria eólica del Reino Unido ha llevado a cabo un progreso constante en 2011, cumpliendo con el 12% de la demanda de electricidad, y ha suministrado un promedio mensual del 5,3% de la electricidad requerida en el Reino Unido.

1.2.2.c España

El año 2011 ha sido un año de crecimiento modesto debido a la recesión. Según la Asociación Empresarial Española (AEE), tan sólo se instalaron 1.050 MW nuevos haciendo que la potencia instalada acumulada en España alcanzase los 21.673. De esta forma, España se mantiene en la segunda posición en Europa, por detrás de Alemania, en términos de potencia total instalada

El año 2011 ha vuelto a ser un año con más viento que la media, con lo que los parques eólicos generaron 42 TWh de electricidad, lo que supone el 15,7% del consumo nacional de energía. El conjunto de las energías renovables produjeron en torno a un 33% de las necesidades eléctricas de España, siendo la energía eólica el contribuyente principal.

Según la Comisión Nacional de la Energía, la remuneración total media para la energía eólica fue de 87 €/MWh (115,3 \$), (mercado + prima) en 2011, mientras que el precio medio de mercado fue de 49,93 €/MWh (66,21 \$). Sin embargo, mediante el desplazamiento de una gran cantidad del pico de energía más caro, el efecto de la energía eólica en el precio medio de mercado (efecto del orden de prioridad) ha sido estimado por la AEE en una reducción de 6 €/MWh (7,95 \$) en 2011.

El tamaño medio de las turbinas instaladas durante el 2011 en España fue de 2 MW, siendo los fabricantes líderes en el suministro del mercado español Gamesa, Vestas, Alstom-Ecotécnia y Acciona. Con respecto a las comunidades autónomas fue Castilla y León la que ostentó el liderazgo en capacidad de potencia instalada con más de 5.000 MW.

1. Perspectivas del mercado para 2012 - 2016

Es muy difícil hacer previsiones a corto plazo sobre el mercado de la energía eólica. Mientras el mercado continúa diversificándose a lo largo de los continentes, al mismo tiempo está sujeto a un lento pero continuado crecimiento económico y a presupuestos en crisis en la OCDE, así como a la continua reducción del crédito.

Desde el Global Wind Energy Council (GWEC) se espera que la industria siga creciendo en los próximos 5 años, pero esto no va a ser fácil. Será especialmente duro para los fabricantes, con el crónico exceso de oferta añadido a la existente presión por bajar los precios debido a la condición económica general que obliga a reducir los márgenes dramáticamente.

La incertidumbre sobre el futuro del mercado del carbón es también un factor a tener en cuenta. Hay poca previsión de que se produzca una revitalización de los Mecanismos de Desarrollo Limpio en los próximos 5 años, exceptuando una modesta nueva demanda procedente de Australia. El comercio de Derechos de Emisión europeo (RCCDE) está inundada de créditos de generosas asignaciones en los primeros períodos, y no hay seguridad de que se solucione en un futuro próximo. No obstante, nuevos mercados potenciales en Corea del Sur y China pueden empezar a tener un gran impacto a final de este período.

La mayor incertidumbre es el futuro del crédito impositivo para la generación de electricidad, y su impacto en el segundo mayor mercado a nivel mundial de energía eólica. Pase lo que pase, se prevé que después de un fuerte 2012, se produzca una caída en 2013. El cómo de grande será la caída, cuánto durará y qué efecto tendrá en los proyectos y en la inversión de los fabricantes será lo que afectará de forma más determinante al tamaño del mercado en los próximos cinco años.

Por segundo años consecutivo, la mayoría de las instalaciones que se llevaron a cabo se hicieron fuera de la OCDE, y no hay duda que esta tendencia continuará. La mayoría de los mercados en crecimiento en el mundo están fuera de los mercados tradicionales localizados en Europa y Norte de América. Mientras que el mercado chino se ha estabilizado por el momento, el indio sigue fuertemente creciendo así como el de Brasil y el de México. Hay también algunos nuevos mercados emergentes en el este de Europa, debido a que la UE sigue avanzando de forma constante hacia su objetivo del 2020. Otros mercados como Canadá y Australia pueden contribuir de forma significativa a las figuras globales, así como Sudáfrica que ha entrado en el mercado formalmente.

La previsión para el período 2012 - 2016 es un poco sombría en comparación con las previsiones previas, pero esto refleja las realidades del mercado a fecha de marzo del 2012. En conjunto se espera una tasa de crecimiento anual del mercado de en torno al 8% para los próximos 5 años, con una subida en 2012 pero con una sustancial caída en 2013, figura 7.

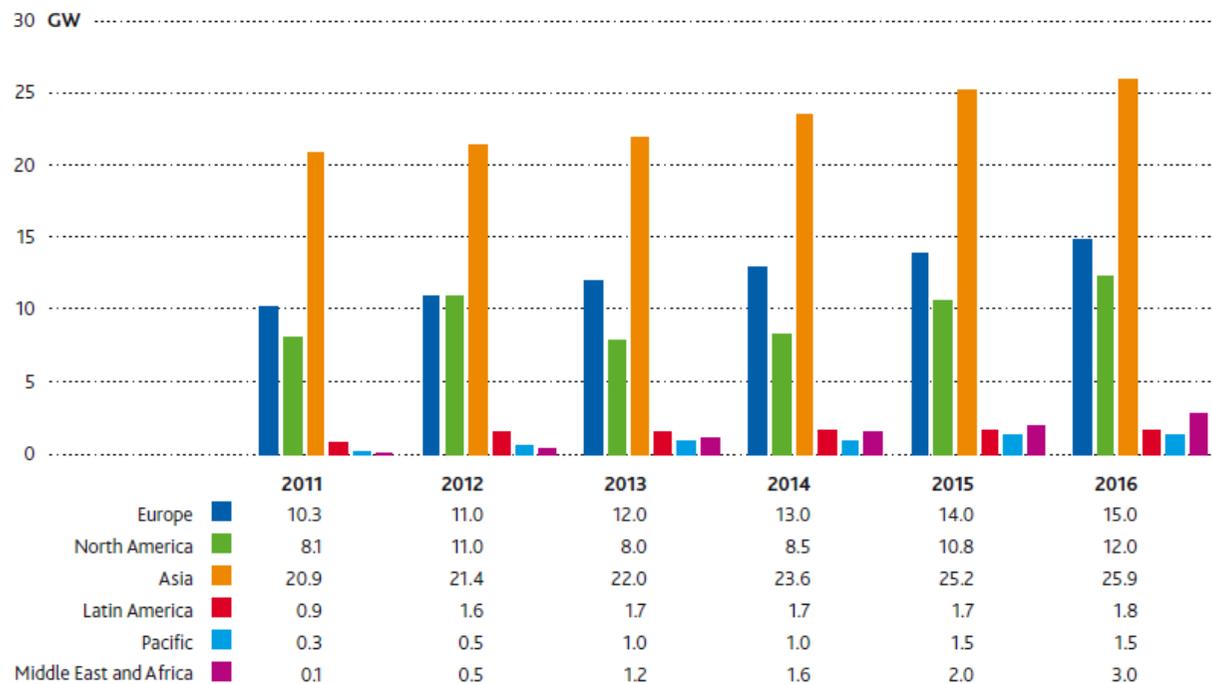


Figura 7. Previsión anual del mercado por regiones para el período 2012 - 2016. (Fuente: GWEC)

Con respecto a la instalación total para el período 2012 - 2016, se prevé un valor de 255 GW y un crecimiento acumulado del mercado con una media por debajo del 16%, figura 8. Esto estaría muy por debajo del 28% de media de los últimos 15 años, pero no dejar de ser un sustancioso crecimiento en tiempos de crisis.

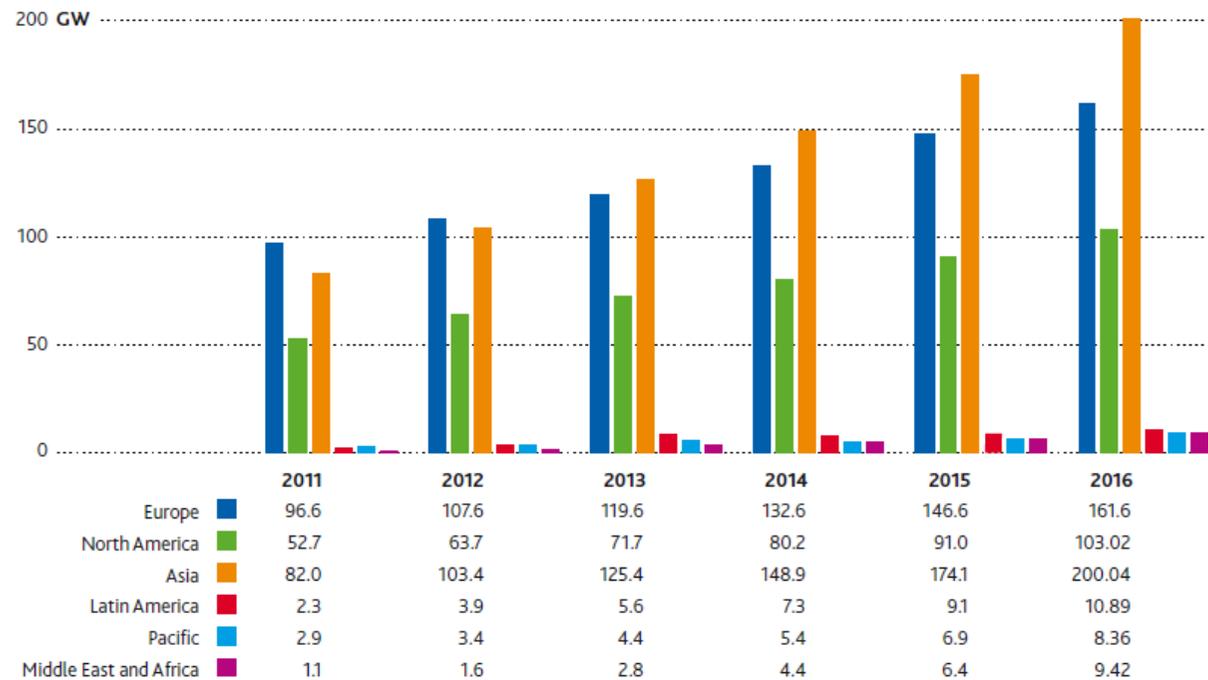


Figura 8. Previsión acumulada para el mercado por regiones en el período 2012 - 2016. (Fuente: GWEC)

En general, se piensa que la capacidad instalada a finales del 2016 será por debajo de los 500GW, con un crecimiento anual del mercado por debajo de los 60 GW, figura 9.

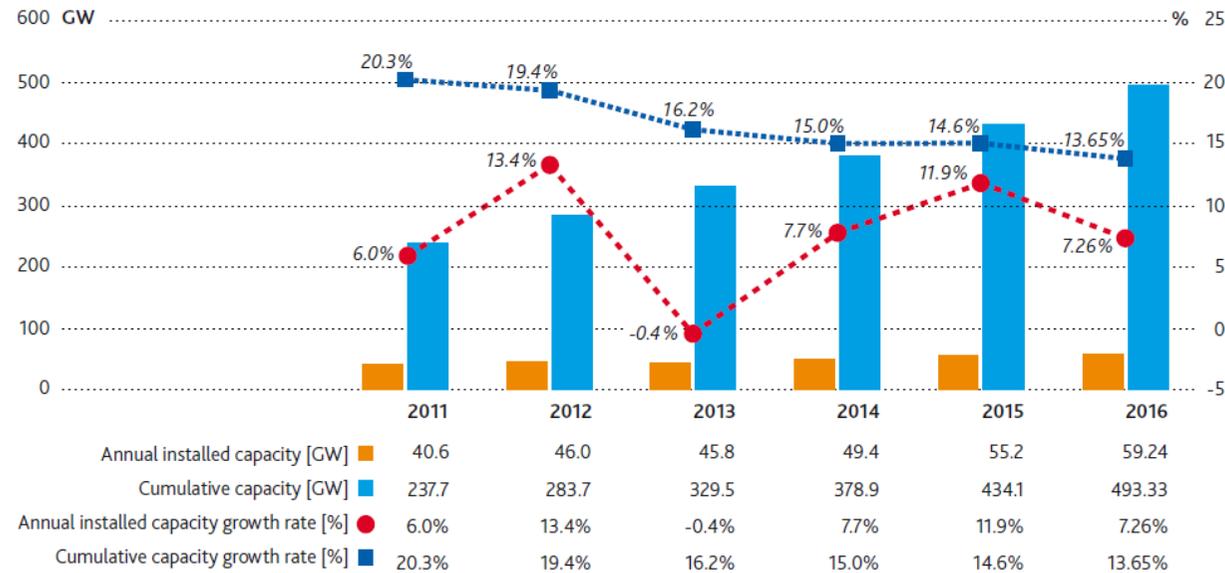


Figura 9. Previsión del mercado de la energía eólica en el período 2012 - 2016. (Fuente: GWEC)

2. Situación actual del mercado de Energía eólica offshore

Aunque la energía eólica marina es a menudo la parte más comentada del sector eólico, hoy representa menos del 2% de la capacidad total instalada. En 2011 se instalaron 1.000 MW lo que representó un 2.5% de mercado anual. Para el 2020, incluso las estimaciones más optimistas muestran que la eólica offshore no llegará a ser más del 10% de la capacidad global instalada.

Más del 90% de la energía eólica marina está instalada en la actualidad en el norte de Europa, en el mar del Norte, mar Báltico, mar de Irlanda así como en el Canal de la Mancha. El resto se encuentra en su mayoría en dos proyectos de demostración en la costa este de China.

La eólica marina es una componente esencial para cumplir el objetivo de la Unión Europea de obtener el 20% del consumo de energía final de las renovables. En el caso de China se ha puesto como objetivo la instalación de 30GW en sus costas para 2020.

Esta es una nueva tecnología y un nuevo negocio en el que los gobiernos y las empresas de Japón, Korea, Estados Unidos, Canadá e incluso en India están mostrando un gran entusiasmo.

Las perspectivas a largo plazo, indican que la eólica marina se situará fundamentalmente en China y fuera del Norte de Europa para 2020.

3.1 Energía Eólica marina en la UE

Un total de 866,4MW consistentes en 235 turbinas en nueve parques eólicos marinos fueron conectados a la red en 2011, haciendo que la capacidad acumulada sea de 3.813 MW. El 87% de las nuevas instalaciones (752 MW) fueron en aguas del Reino Unido, Alemania instaló 108 MW, seguida de Dinamarca (3,6 MW), y el prototipo flotante a escala real de 2 MW en Portugal. Dos prototipos flotantes de menor escala fueron probados en Noruega y en Suecia.

En este momento, el Reino Unido (2.094 MW) y Dinamarca (857) permanecen siendo los mercados más importantes de energía eólica marina en Europa, seguidos de Holanda (247 MW), Alemania (200 MW), Bélgica (195), Suecia (164 MW), Finlandia (26 MW) e Irlanda (25 MW). Noruega y Portugal cada una de ellas tiene una turbina flotante a escala real, tabla 3.

Tabla 3. Capacidad instalada en 2011 y capacidad instalada acumulada. (Fuente: GWEC)

País	2011 (MW)	Total Acumulada (MW)
Bélgica	0	195,0
Dinamarca	3,6	857,28
Finlandia	0	26,3
Alemania	108,3	200,3
Irlanda	0	25,2
Holanda	0	246,8
Noruega	0	2,3
Portugal	2,0	2,0
Suecia	0	163,7
Reino Unido	752,4	2093,7
China	99,3	258,4
Japón	0	25,0
Total	965,6	4096

Actualmente, casi 6 GW de capacidad eólica marina están en construcción en Europa, 17 GW han sido aprobados, y hay planes para 114 GW más. Se espera que durante esta década, la capacidad eólica marina en Europa se multiplique por diez. La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) estima que para el 2020, 40 GW de energía eólica marina producirán 148 TWh anualmente, cumpliendo con más del 4% de la demanda total de electricidad de la UE, evitando así 87 millones de toneladas de emisiones de CO₂.

3.1.1 Industria y Tecnología

Siemens ha suministrado a la mayoría del mercado de energía eólica offshore en 2011, lo que supone cerca de 693 MW conectados a la red, seguido por Repower (111,7 MW) and BARD (60 MW). Vestas conectó una turbina flotante de 2 MW en Portugal. En términos de capacidad acumulada de energía eólica marina Siemens representa el 53% y Vestas 36%, teniendo las mayores cuotas en el Mercado Europeo, a los que sigue Repower (5%).

La inmensa mayoría de la capacidad instalada fue desarrollada y es propiedad de empresas energéticas. DONG, Vattenfall y E.ON juntas poseen cerca del 53% del mercado. El Consorcio belga Belwind se mantiene como el mayor promotor independiente de energía eólica marina.

3.1.2 Reino Unido

A finales de 2011, en el Reino Unido se habían instalado más de 2.000 MW, asentando su posición de liderazgo en la eólica marina. En el Reino Unido se espera instalar un total de 8 GW para 2016 y 10 GW mas para 2020. De hecho, el Reino Unido está cerca de alcanzar cerca del 2% del consumo de electricidad a partir de la energía eólica marina y esta cuota crecerá entre el 17 % y el 20% durante los próximos 10 años.

Según un estudio llevado a cabo por el área de Econometría de Cambridge, en 2011, la industria de energía eólica marina empleo 3.100 personas, con el potencial de crear 47.000 puestos directos e indirectos para 2020. Con respecto a la política de desarrollo de la eólica marina, el gobierno del Reino Unido publicó en 2011, la Hoja de Ruta de las Energías Renovables donde se establece un plan para que el Reino Unido alcance su objetivo de obtener el 15% de la energía a partir de Energías Renovables para el 2020, incluyendo 18 GW de eólica marina.

3.1.3 Dinamarca

El desarrollo eólico marino en Dinamarca continua siendo impulsado por un sistema de licitación. Los licitadores compiten por los derechos de construir en áreas pre-seleccionadas, donde un pre-screening para la evaluación de impacto ambiental (EIA) ha sido llevado a cabo y donde el Operador del Sistema de Transmisión (TSO) está obligado a conectar el parque eólico a la red. El licitador que ofrezca la oferta más barata para las primeras 50.000 horas equivalentes gana. Este sistema ha demostrado ser muy efectivo en el contexto danés, impulsando la energía eólica marina a precios considerablemente más bajos que en cualquier otro país de Europa, y con períodos de construcción relativamente cortos, tabla 4.

Tabla 4. Parques Eólicos Marinos (PEM) en funcionamiento, en construcción y planeados en Dinamarca. (Fuente: GWEC)

	PEM en operación	Nº Turbinas	MW	Año
1	Vindeby	11	5	1991
2	Tunø Knob	10	5	1995
3	Middelgrunden	20	40	2000
4	Horns Reef I	80	160	2002
5	Rønland	8	17	2003
6	Nysted	72	165	2003
7	Samsø	10	23	2003
8	Frederickshavn	3	7	2003
9	Horns Reef II	91	209	2009
10	Avedøre Holme	3	10 - 13	2009/10
11	Sprogø	7	21	2009
12	Rodsand II	90	207	2010
	PEW en construcción			
13	Anholt	N/A	400	2012
14	Frderikshavn	6	N/A	N/A
	PEM cuya construcción se prevé antes del 2020			
15	Kriegers Flak		600	
16	Horns Reef 3 - 5		600	
17	Otros cercanos a costa		400	

Los principales retos a los que se enfrenta la eólica marina es continuar reduciendo los costes. La selección de las zonas en aguas más profundas, más lejos de la costa, con fondos marinos que presentan más dificultades y mayores olas, todo esto ha tenido como consecuencia que los costes se incrementen por encima de lo que la tecnología puede disminuirlos. Además, hay que considerar que los costes de financiación se encuentran en aumento.

Por el lado de la tecnología, la reducción de costes se continúa alcanzando, siendo ésta la principal razón con respecto a la confianza en la energía eólica marina. El coste de la energía eólica marina disminuirá sustancialmente debido a que la industrialización de la siguiente generación de turbina eólicas marinas empieza a producirse. En la próxima ronda de licitaciones en las aguas danesas, se espera que entre 2010 y 2020, los costes en las mismas zonas se reduzcan en torno al 50%.

3.1.4 Alemania

Durante el 2011, la energía eólica marina creció en 200.3 MW, y unos 2.000 MW están en construcción, aunque sólo 200 MW de esta nueva capacidad se espera que sean instalados en 2012. La mayoría de los parques eólicos se construirán entre 20 y 60 km de la costa en aguas con una profundidad entre 20 y 40 metros. A día de hoy, 25 proyectos han sido aprobados por la Autoridad Nacional Marítima y los estados federales, con lo que se alcanzará una capacidad global cercana a los 8.500 MW.

Los costes de conexión de los PEM a la red han sido asumidos por el Operador del Sistema de Transmisión, y han empezado a planificar las líneas de conexión con los clusters de proyectos offshore. Las tres conexiones (400 MW HVDC light lines) han sido completadas. Sin embargo, las dificultades para garantizar financiación suficiente a la hora de instalar los cables a tiempo podría causar retrasos en los proyectos presentes y futuros, si el marco regulatorio no se adapta a tiempo para acelerar el proceso y asegurar las inversiones en la red eólica marina.

3.1.5 China

A finales de 2011, la capacidad instalada acumulada era de 258,4 MW, ocupando la tercera posición a nivel global, después del Reino Unido (2.093,7 MW) y Dinamarca (857,3 MW). El proyecto más grande construido en 2011 fue el proyecto de demostración en Jiangsu Rudong, con 99,3 MW instalados que estuvieron conectados a final del año. Los otros proyectos fueron proyectos de demostración a pequeña escala, incluyendo la segunda fase del Puente Shanghai Donghai, con 8,6 MW instalados en 2011 de un total de 65 MW.

China tiene un ambicioso objetivo para el desarrollo de la eólica marina de 5 GW para 2015, llegando a 30 GW en 2020. De acuerdo con su política, el desarrollo de la eólica marina en China debe seguir un modelo de concesión por licitación, en el que tanto los promotores como las tarifas sean determinados por el licitador. La segunda ronda de licitaciones, originalmente programadas para el 2011 ha sido pospuesta hasta 2012, en el que se buscará otorgar un total de 2000 MW. La primera ronda de concesiones por licitación, se finalizó en 2010, presentando algunos retos para eólica marina.

El retraso de los proyectos de concesión no han parado completamente el desarrollo de eólica marina. Los proyectos más pequeños de demostración han sido aprobados y construidos. En un principio, estos proyectos de demostración eran bastante pequeños, estando su potencia total entre 20 y 30 MW. Pero en 2010 el proyecto de 150 MW de Rudong fue aprobado como un proyecto de demostración, disfrutando de tarifas interesantes, mucho más altas que en los proyectos de concesión. Los proyectos de tamaño medio pueden jugar un papel positivo a la hora de aumentar el conocimiento y la experiencia en el sector de la eólica marina.

3.1.6 Japón

El gobierno japonés ha decidido apoyar el desarrollo de la energía eólica marina. Actualmente, cuatro planes nacionales de gran entidad han sido aprobados. El presupuesto para los tres primeros proyectos será de varios miles de millones de yenes, y de 12.500 millones de yenes para el cuarto.

El primero es un proyecto de demostración de generación de energía eólica marina apoyado por NEDO (Organización para el Desarrollo de la Nueva Energía y la Tecnología Industrial). Dos turbinas para energía eólica marina serán instaladas en el verano de 2012. Las máquinas serán probadas para probar la fiabilidad de su funcionamiento en condiciones climáticas severas que incluyen tifones, ráfagas fuertes y elevada turbulencia. La industria pesada de Mitsubishi instalará turbinas de 2,4 MW en el Océano Pacífico a 3 km de Choshi, 100 km al este de Tokio. La empresa japonesa Steel Works instalará una turbina de 2 MW en el Mar de Japón cerca de la ciudad de Fukuoka.

El segundo proyecto, será apoyado también por NEDO, probándose un innovador tren de transmisión con palas de 80 metros. El tercer proyecto, es un proyecto de demostración de una turbina flotante, apoyado por el Ministerio de Medioambiente. En 2012, La industria Fuji Heavy instalará una turbina en una boya autónoma al este del mar de China, a un 1 km de distancia de las Islas Goto.

El último proyecto es un parque eólico flotante de demostración apoyado por el Ministerio de

Economía, Comercio e Industria, que prevé varias turbinas flotantes con una potencia total de 15 MW, utilizando distintos tipos de subestructura flotante. Éstas se instalarán en el Pacífico a más de 20 km de Fukushima durante los 4 próximos años. Este proyecto simboliza la rehabilitación de Fukushima mediante la energía renovable.

Japón tiene la sexta mayor zona de exclusividad económica del mundo y la industria de construcción de barcos japonesa presenta unas capacidades técnicas muy altas. Por lo tanto, el desarrollo de la energía eólica flotante se espera que contribuya de forma significativa al suministro doméstico, creando una nueva industria en Japón.

3.1.7 Corea del Sur

El gobierno coreano ha publicado una Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Energía Eólica Marina en 2010, con la primera prioridad de un proyecto de 2,5 GW de energía eólica marina localizado al oeste del Mar del Sur.

Además, se publicó también un Plan Director que identifica tres etapas en el desarrollo de la eólica marina. En la primera etapa se contactó con 8 fabricantes domésticos para llevar a cabo 15 prototipos de turbinas totalizando 80 MW para probarlas y certificarlas en una instalación de lecho marino, lo que debe estar finalizado para 2014; la segunda etapa consistirá en un proyecto de demostración de 400 MW programado para estar en funcionamiento para el 2016; y los últimos 2.000 MW serán llevados a cabo mediante licitación entre 2017 y 2019, estando abierto a todas las ofertas.

ANEXO 2. FICHA TÉCNICA - AEROGENADOR REPOWER 5MW.

Proven technology in a new dimension

The REpower 5M allows our proven and fully commercial technology to be used in a new dimension. Its innovative, detailed design reflects our leadership in the provision of structural solutions, high or rated power of 5 megawatt and rotor diameter of 126 metres. Our 5M is a new and advanced concept and more powerful and better. In the world, the 5M sets new standards for the economic, viability of installation, especially in offshore installations.

With the use of blades of this size advanced systems similar to conventional power plants. This is the first high demand use the control and regulation systems because integrated into the power grid is essential. In the 5M, REpower has more space than any other power plant in the world.

Due to its modular structure and logistical flexibility, the 5M is suitable for onshore and offshore installation. The offshore version is specially built for operation in cold and adverse environmental conditions. This version, for example, will have a low component temperature to ensure availability, efficient protection against corrosion and a permanent monitoring system.

Our complete solution of 5M allows us to ensure reliable and cost-effective operation of the 5M over its entire service life.

Powerful, economical, reliable

By offering REpower to the world, we are offering proven plant technology of the highest quality. To ensure that your investment returns to the value, we offer competitive financing solutions.

Our permanent system operation your power plant 24 hours a day. 365 days a year ensuring the highest possible requirements of our 5M power service. We also offer integrated service packages (O&M, spare parts, and O&M) which reduce the total cost of ownership for long or short-term users.

We are constantly expanding our capacity to meet the increasingly stringent requirements of increasing demands in all aspects of engineering, behaviour of materials, "full-on" design packages, and a permanent monitoring and control system to ensure maximum availability. With our "full-on" packages, we offer a complete solution for your investment and ensure that the flexibility, simplicity of our full-on packages, ensuring efficient operation of your plant at all times.

For more information, please refer to the brochures or contact our sales team.

The REpower sales teams are always there for you.

REpower sales teams are always there for you. We have a global network of sales teams, ready to assist you in any part of the world. Our sales teams are located in: Europe, Africa, Asia, and Australia. We also have a dedicated team for the Americas.

REpower sales teams are always there for you. We have a global network of sales teams, ready to assist you in any part of the world. Our sales teams are located in: Europe, Africa, Asia, and Australia. We also have a dedicated team for the Americas.

REpower sales teams are always there for you. We have a global network of sales teams, ready to assist you in any part of the world. Our sales teams are located in: Europe, Africa, Asia, and Australia. We also have a dedicated team for the Americas.

The 5-megawatt power plant with 126 metre rotor diameter

REpower 5M is a 5-megawatt power plant with a 126 metre rotor diameter. It is designed for both onshore and offshore use. The nacelle is 126 metres long and 12.6 metres wide. The rotor hub is 126 metres long and 12.6 metres wide. The nacelle is 126 metres long and 12.6 metres wide. The rotor hub is 126 metres long and 12.6 metres wide.

Technical data

Rated power	5,000 kW
Rated rotor speed	8.3 rpm
Rated rotor diameter	126 m
Rated rotor length	126 m
Rated rotor width	12.6 m
Rated rotor height	12.6 m
Rated rotor weight	700 - 1,200 t (approx.)
Generator power	5,000 kW
Generator power factor	0.95
Generator efficiency	96%
Generator power	5,000 kW
Generator power factor	0.95
Generator efficiency	96%

Generator power

- Rated power: 5,000 kW
- Rated rotor speed: 8.3 rpm
- Rated rotor diameter: 126 m
- Rated rotor length: 126 m
- Rated rotor width: 12.6 m
- Rated rotor height: 12.6 m
- Rated rotor weight: 700 - 1,200 t (approx.)
- Generator power: 5,000 kW
- Generator power factor: 0.95
- Generator efficiency: 96%

Blade bearing and shaft

- The blade bearing is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade bearing is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade bearing is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Oil seal

- The oil seal is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The oil seal is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The oil seal is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

The hub of rotor

- The hub of rotor is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The hub of rotor is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The hub of rotor is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

Blade hub

- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.
- The blade hub is a special design, which is suitable for the high torque and high speed of the blades.

ANEXO 3. CARACTERÍSTICAS CABLE SUBTERRÁNEO RHZ1-RA-20L- EVACUACIÓN A TIERRA.

**SILEC (ENDESA)
RHZ1-RA+20L (S) CU H200**
TENSI N: 127/220 KV

NORMAS

ENDESA KNE 001 - Norma constructiva
UNE-EN 50267 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases
IEC 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases
UNE-EN 60332-1-2 - No propagación de la llama

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR:
Cobre, semir gido clase 2

AISLAMIENTO:
Poliétileno reticulado (XLPE)

PANTALLA:
Corona de hilos de cobre

CUBIERTA EXTERIOR:
Polioléfina termoplástica libre de halógenos

APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Cable para distribución de energía para instalaciones de alta tensión al aire, enterrados y enterrados

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro. Mayor facilidad de deslizamiento

Cable con obturación longitudinal ante la penetración del agua en pantalla y conductor. Adicionalmente, obturación radial causada por la rotura accidental de la cubierta mediante cinta aluminio-copolmero adherida a la misma

Cable libre de halógenos y no propagador de la llama.
Temperatura máxima en servicio permanente 90°C.



General Cable

mm ²	mm	mm	mm	kg/km	mm	Ohm/km	F/km
1369126	1000	85,0	106,5	19045	1600	0,124	0,188
1369128	1600	97,4	118,9	26395	1785	0,114	0,226
1369129	2000	103,4	124,9	30340	1875	0,11	0,245





ANEXO 4. CARACTERÍSTICAS CABLE SUBMARINO IEC62067-NEXANS- EVACUACIÓN A TIERRA.



Contact
 High Voltage Cables and Systems
 Phone: +49 511 676 2289
 hv-team.nd@nexans.com

Cu segmented 220kV Al-PE sheath

127/220 (245)kV Segmented Copper XLPE Cable, Cu-Screen, Al-laminated PE sheath

Single core XLPE insulated cable with segmented conductor , screen area longitudinally and radially watertight

Description

Standard segmented copper conductor class 2 according to IEC 60228, semi conducting conductor screen, insulation of cross-linked polyethylene (XLPE), semi conducting insulation screen, semi conducting swelable bedding, copper screen, swelable bedding, aluminium tape bonded to PE sheath.

Application in ground, outdoors, in tubes, in water, indoors and in cable ducts.

Optionally watertight conductor, semiconductive layer on PE sheath, embossed marking or Fiber Optics in screen area for temperature measurement available.

All high voltage cables are manufactured on the basis of specifications and can be adapted to the requirements of the customer. Therefore, all technical information are purely for information purposes and the electrical characteristics are calculated for values which are specified in the data sheets. For your specific requirements and laying arrangements please don't hesitate to contact us.



Standards
 International IEC 62067

Characteristics

Construction characteristics	
Conductor material	Copper
Insulating material	XLPE
Screen	Copper wire
Outer sheath	HDPE
Lead free	Yes
Halogen free	Yes

Electrical characteristics	
Frequency	50 Hz

Usage characteristics	
Minimum installation temperature	-20 °C
Bending factor when installed	15 (XD)
Bending factor when laying	30 (XD)
Longitudinal water tightness	Yes
Max. conductor temperature in service	90 °C

						
Lead free Yes	Halogen free Yes	Minimum installation temperature -20 °C	Bending factor when installed 15 (XD)	Bending factor when laying 30 (XD)	Longitudinal water tightness Yes	Max. conductor temp.in service 90 °C

Version 1.8 Generated 7/16/12 - <http://www.nexans.de> Page 1 / 2

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.



Contact
 High Voltage Cables and Systems
 Phone: +49 511 676 2289
 hv-team.nd@nexans.com

Cu segmented 220kV Al-PE sheath

Nexans ref.	Cross section (mm ²)	Nom. insulation thick. (mm)	Screen section (mm ²)	Nom. outer sheath thick. (mm)	Outer Diameter (mm)	≈=Make to order; ≡=Make to stock		
						Approx. weight (kg/m)	Current rating, buried (A)	Transm. capacity, buried (MVA)
☞ 14325711	1200	24.0	120	4.0	110	19.4	1145	436
☞ R2201200250	1200	22.0	250	4.0	106	20.3	852	325
☞ R2201400250	1400	22.0	250	4.0	110	22.2	886	338
☞ A4309044	1600	22.0	240	6.0	116	24.6	1317	502
☞ R2201600250	1600	22.0	250	4.0	112	25	911	347
☞ R2201800250	1800	22.0	250	4.0	117	27.3	934	356
☞ R2202000250	2000	22.0	250	4.0	119	29.8	954	364

Selling delivery information
 The current and transmission capacity is calculated with the laying arrangement stated in the data sheet. The picture may show options.

--	--	--	--	--	--	--

ANEXO 5. CARACTERÍSTICAS CABLE SUBMARINO BS7870-4.10-NEXANS- UNIÓN AEROGENERADORES Y SUBESTACIÓN OFFSHORE.



Nexans

Contact:
Cables for Energy Networks
Phone: 01908 250839
sales.energynetworks@nexans.com

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

19/33kv Single Core un-armoured XLPE Insulated cables

Description

Important Note: this information is for general guidance only, based on standard design options. Exact data will vary based upon the options required, and therefore a full data sheet for the exact design should be requested prior to any order.

Voltage Rating:
19/33 (36) kV

Typical Constructions:

Conductors

- Stranded Copper or Stranded Aluminium
- Option - water swellable powders or tapes

Conductor Screen
SC XLPE

Insulation
XLPE

Insulation Screen
Bonded SC XLPE
Option - cold stripable SC XLPE

Paper separation Tapes
Option - water swellable tapes

Copper Wire Screen
Number and diameter of wires dependant upon required earth fault rating
Option - copper equalising tapes applied helically

Sheath
Black MDPE
Option - LSOH material

Sheath embossed or indented with year of manufacture, size and type of conductor and voltage in accordance with design standard employed
Option - sequential metre marking



Standards

International IEC 60502
National BS 7870-4.10

Version 001 Generated 16/07/12 - <http://www.nexans.co.uk> Page 1 / 3

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.



Contact
 Cables for Energy Networks
 Phone: 01908 250839
 sales.energynetworks@nexans.com

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

Typical Data for cables with Copper conductors

Nominal cross-sectional area	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000	1200					
Approximate diameter over conductor	9.8	11.5	12.8	14.3	15.9	18.4	20.5	23.2	26.2	30.3	34.7	38	41.2					
Approximate diameter over insulation	27	28.7	30	31.5	33.1	35.6	38.1	41.2	44.2	48.3	52.7	57.3	60.2					
Approximate overall diameter	34.1	36.1	37.5	39.3	41	43.8	46.6	50.2	53.4	58	66	71	74					
Approximate weight of Cable	1560	1880	2160	2480	2860	3530	4220	5150	6250	7740	9630	12200						
Minimum bending radius (static)	mm	340	360	380	390	420	440	470	500	540	580	660	710					
Maximum pulling tension on Cable	kg	350	475	600	750	925	1200	1500	2000	2500	3150	4000	5000					
Maximum DC resistance (R) @ 20°C	W/km	0.2680	1.980	1530	1240	0.99	10.07	540	0.60	10.04	70	0.86	60	0.28	30	0.22	10.01	76
Maximum AC resistance (R) @ 90°C	W/km	0.3420	2470	1960	159	0.128	0.098	0.079	0.063	0.051	0.042	0.035	0.03					
Inductance (L) @ 50Hz @ 90°C	mH/km	0.43	0.41	0.4	0.38	0.37	0.36	0.36	0.33	0.32	0.31	0.3	0.29					
Approximate Capacitance (C)	µF/km	0.14	0.16	0.17	0.18	0.2	0.22	0.25	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38					
Short circuit ratings																		
1 Second Short Circuit Rating of Conductor (90 to 250°C)	KA	9.7	13.5	17.1	21	26.3	34.6	43.4	57.7	72.1	90.7	115.1	143.8					
1 Second Short Circuit Rating of a 35mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	KA	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8					
1 Second Short Circuit Rating of a 50mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	KA	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2					
Current Carrying Capacity (cables laid in trefoil)																		
Direct Buried	A	270	320	360	410	460	530	600	690	760	850	930	1010					
Single way ducts	A	270	320	360	405	445	520	570	630	700	780	860	920					
In Air	A	320	390	445	510	580	680	770	890	1020	1160	1290	1430					

Values for minimum bending radius are multiplied by two for cables being laid (dynamic)

- Anpacity Values based on :
- Depth of cover = 800mm ,
 - Thermal resistivity of soil = 1.2K.m/W ,
 - Soil temperature = 15°C
 - Ambient Air temperature = 25°C
 - Maximum conductor temperature = 90°C

Typical Data for cables with Aluminium conductors

Nominal cross-sectional area	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000	1200
Approximate diameter over conductor	mm	9.8	11.4	12.9	14	16.2	18	20.5	23.3	26.4	30	34.7	38
Approximate diameter over insulation	mm	27	28.6	30.1	31.2	33.4	35.2	38.1	41.3	44.4	48	52.7	57.3
Approximate overall diameter	mm	34.1	36	37.6	39	41.3	43.4	46.6	50.2	53.7	57.6	66	71
Approximate weight of Cable	kg/m	1140	1290	1430	1550	1760	1990	2330	2740	3200	3770	4720	5480
Minimum bending radius (static)	mm	340	360	380	390	420	440	470	500	540	580	660	710
Maximum pulling tension on Cable	kg	210	285	360	450	555	720	900	1200	1500	1890	2400	3000
Maximum DC resistance (R) @ 20°C	W/km	0.44	3.0	32	25	30	20	60	16	40	12	50	0.46
		0.77	80	0.60	50	0.46	90	0.36	70	0.29	10	0.24	7



Contact
 Cables for Energy Networks
 Phone: 01908 250839
 sales.energynetworks@nexans.com

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

Maximum AC resistance (R) @ 90°C	W/km	0.5680	0.4110	0.3250	0.2650	0.2110	0.1620	0.13	0.102	0.081	0.064	0.052	0.044	0.039
Inductance (L) @ 50Hz @ 90°C	mH/km	0.43	0.41	0.4	0.38	0.37	0.36	0.36	0.33	0.32	0.31	0.3	0.29	0.29
Approximate Capacitance (C)	µF/km	0.14	0.16	0.17	0.18	0.2	0.22	0.25	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41
Short circuit ratings														
1 Second Short Circuit Rating of Conductor (90 to 250°C)	KA	6.8	9.2	11.6	14.5	17.8	23.1	28.8	38.3	47.8	60.2	76.4	95.4	114.4
1 Second Short Circuit Rating of a 35mm2 Copper wire screen (90 to 250°C)	KA	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
1 Second Short Circuit Rating of a 50mm2 Copper wire screen (90 to 250°C)	KA	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
Current Carrying Capacity (cables laid in trefoil)														
Direct Buried	A	210	250	280	320	360	415	475	550	610	690	780	860	920
Single way ducts	A	210	250	280	320	350	415	460	520	570	650	770	800	980
In Air	A	250	305	345	400	450	530	600	700	820	940	1070	1210	1325

Values for minimum bending radius are multiplied by two for cables being laid (dynamic)

Ampracty Values based on :

- Depth of cover = 800mm ,
- Thermal resistivity of soil = 1.2K.m/W ,
- Soil temperature = 15°C
- Ambient Air temperature = 25°C
- Maximum conductor temperature = 90°C

ANEXO 6. CARACTERÍSTICAS CABLE SUBMARINO - IEC 60502-2-NEXANS- UNIÓN PARQUE EXPERIMENTAL Y SUBESTACIÓN OFFSHORE.



Contact
 Submarine Cables and Services
 Phone: +49 511 676 2289
 hv-team.nd@nexans.com

Submarine cable 10kV

6/10 (12)kV 3 core Copper XLPE cable, Cu-screen, Al/PE-sheath, Armouring

3 core XLPE-insulated cables with PE sheath and armouring, longitudinally and radially watertight

Description

Stranded copper conductor class 2 according to IEC 60228, semi conducting conductor screen, insulation of cross-linked polyethylene (XLPE), semi conducting insulation screen, semi conducting bedding, copper screen with swellable powder, aluminium tape bonded to PE sheath, 3 core layered up, polypropylene yarn bedding, armouring of galvanized steel, hessian tape and polypropylene yarn serving.

Application in water, for example internal and external cabling of offshore windparks, power supply of islands, lighthouses and offshore platforms.

Optionally watertight conductor with sealing compound, lead sheath and Fiber Optics or Control Cables in the interstices available. Other voltages and EPR insulated cables on request.

All medium voltage submarine cables are manufactured on the basis of specifications and can be adapted to the requirements of the customer. Therefore, all technical information are purely for information purposes and the electrical characteristics are calculated for water saturated seabeds and values which are specified in the data sheets. For your specific requirements and laying depths please don't hesitate to contact us.



Standards

International IEC 60502-2

Characteristics

Construction characteristics	
Number of conductors	3
Type of conductor	Circular compacted stranded
Insulating material	XLPE
Screen	Copper wire
Inner sheath	HDPE
Armour type	Galvanized round steel wires
Material used for length watertightness	Swelling powder
Lead free	Yes
Halogen free	Yes

Dimensional characteristics



Contact
 Submarine Cables and Services
 Phone: +49 511 676 2289
 hv-team.nd@nexans.com

Submarine cable 10kV

Electrical characteristics	
Maximum operating voltage	12 kV
Grounding type	Solid bonding
Load factor	1
Thermal soil resistivity wet zone	1 K ² m/W
Usage characteristics	
Number of systems	1
Laying depth, center of system	1000 mm
Ambient ground temperature	20 °C
Bending factor when installed	10 (xD)
Bending factor when laying	15 (xD)
Longitudinal water tightness	Yes
Water proof	Radial
Mechanical Resistance	Good mechanical resistance

Product List

Nexans ref.	Cross section (mm ²)	Screen section (mm ²)	Armour thickness (mm)	Outer Diameter (mm)	Approx. weight (kg/ m)	Current rating, buried (A)	Transm. capacity, buried (MVA)
↻ V/103x05016	50	16	3.15	73	8.2	199	3
↻ V/103x07016	70	16	4	77	9.9	241	4
↻ V/103x09516	95	16	4	80	11.1	288	5
↻ V/103x12016	120	16	4	84	12.2	327	6
↻ V/103x15025	150	25	4	87	13.6	363	6
↻ V/103x18525	185	25	5	93	16.8	405	7
↻ V/103x24025	240	25	5	99	19.1	464	8

↻=Make to order, ⚡=Make to stock
 ↻ = Make to order, ⚡ = Make to stock

Lead free Yes	Halogen free Yes	One volt. 10 kV	Bending factor when installed 10 (xD)	Bending factor when laying 15 (xD)	Longitudinal water tightness Yes	Water proof Radial
------------------	---------------------	--------------------	--	---------------------------------------	-------------------------------------	-----------------------

ANEXO 7. FLUJO DE CAJA DESCONTADO considerando los siguientes costes de inversión: a) coste unitario de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, b) coste medio de conexión a red por MW, 362.000 €/MW. (Fuente: Deloitte "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España").

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ingreso total medio (€/MWh)		168,47	173,04	177,63	182,25	185,88	189,55	192,24	194,95	197,69	200,45
+ Ingresos totales de explotación (miles €)		61.156,02	62.813,88	64.480,27	66.155,33	67.476,17	68.805,94	69.781,76	70.766,78	71.761,13	72.764,95
REMUNERACION A MERCADO (€/MWh)		168,47	173,04	177,63	182,25	185,88	189,55	192,24	194,95	197,69	200,45
REMUNERACION A TARIFA REGULADA (€/MWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Horas de funcionamiento		3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00	3.630,00
Energía volcada a la red (MWh)		363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00	363.000,00
- Coste de explotación (miles €)		16.503,59	16.751,15	17.002,41	17.257,45	17.516,31	35.558,11	36.091,48	36.632,86	37.182,35	37.740,08
Coste unitario de explotación (€/MWh)		45,46	46,15	46,84	47,54	48,25	97,96	99,43	100,92	102,43	103,97
% s/ Ingresos de explotación		73,01%	73,33%	73,63%	73,91%	74,04%	48,32%	48,28%	48,23%	48,19%	48,13%
= MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA) (miles €)		44.652,43	46.062,73	47.477,86	48.897,88	49.959,86	33.247,83	33.690,28	34.133,93	34.578,78	35.024,86
- Amortización (miles €)		23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080
= BENEF. ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES (EBIT)		21.572,43	22.982,73	24.397,86	25.817,88	26.879,86	10.167,83	10.610,28	11.053,93	11.498,78	11.944,86
- Impuestos sobre EBIT (miles €)		6.471,73	6.894,82	7.319,36	7.745,36	8.063,96	3.050,35	3.183,08	3.316,18	3.449,63	3.583,46
Tipo marginal (30%)		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
= BENEFICIO NETO (miles €)		15.100,70	16.087,91	17.078,50	18.072,52	18.815,90	7.117,48	7.427,20	7.737,75	8.049,15	8.361,40
+ Amortización (miles €)		23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080	23.080
- Incremento de NOF		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Inversión en activos fijos (miles €)		346.200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
+ Valor residual											
FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-346200	38.180,70	39.167,91	40.158,50	41.152,52	41.895,90	30.197,48	30.507,20	30.817,75	31.129,15	31.441,40
FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (miles €)		35.603,04	34.057,82	32.561,70	31.114,95	29.538,44	19.853,17	18.702,72	17.617,59	16.594,19	15.629,10
TOTAL EV	355143										
EV/MW	3551										
EV/MWh	48,92										
WACC	7,24%										
VALOR ACTUALIZADO NETO (miles €)	8339,5										
TIR PROYECTO	7,60%										

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingreso total medio (€/MWh)		203,25	206,06	208,93	212,43	215,98	219,58	223,23	226,94	230,69	234,51
+ Ingresos totales de explotación (miles €)		73778,37	74801,56	75842,53	77112,54	78400,69	79707,34	81032,87	82377,65	83742,06	85126,50
REMUNERACION A MERCADO (€/MWh)		203,25	206,06	208,93	212,43	215,98	219,58	223,23	226,94	230,69	234,51
REMUNERACION A TARIFA REGULADA (€/MWh)		0,00									
Horas de funcionamiento		3630	3630	3630	3630	3630	3630	3630	3630	3630	3630
Energía volcada a la red (MWh)		363000	363000	363000	363000	363000	363000	363000	363000	363000	363000
- Coste de explotación (miles €)		38306,19	38880,78	39658,39	40451,56	41260,59	42085,80	42927,52	43786,07	44661,79	45555,03
Coste unitario de explotación (€/MWh)		105,53	107,11	109,25	111,44	113,67	115,94	118,26	120,62	123,04	125,50
% s/ Ingresos de explotación		48,08	48,02	47,71	47,54	47,37	47,20	47,02	46,85	46,67	46,49
= MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA) (miles €)		35472,19	35920,78	36184,13	36660,98	37140,10	37621,54	38105,35	38591,58	39080,27	39571,47
- Amortización (miles €)		23080	23080	23080	23080	23080					
= BENEF. ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES (EBIT)		12392,19	12840,78	13104,13	13580,98	14060,10	37621,54	38105,35	38591,58	39080,27	39571,47
- Impuestos sobre EBIT (miles €)		3717,66	3852,23	3931,24	4074,29	4218,03	11286,46	11431,60	11577,47	11724,08	11871,44
Tipo marginal (30%)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
= BENEFICIO NETO (miles €)		8674,53	8988,55	9172,89	9506,68	9842,07	26335,08	26673,74	27014,10	27356,19	27700,03
+ Amortización (miles €)		23080	23080	23080	23080	23080					
- Incremento de NOF		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Inversión en activos fijos (miles €)	346.200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
+ Valor residual											
FLUJOS DE CAJA	Año 0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-346200	31754,53	32068,55	32252,89	32586,68	32922,07	26335,08	26673,74	27014,10	27356,19	27700,03
FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (miles €)		14719,09	13861,10	12999,61	12247,43	11538,12	8606,48	8128,65	7676,59	7248,97	6844,54
TOTAL EV	355143										
EV/MW	3551										
EV/MWh	48,92										
WACC	7,24%										
VALOR ACTUALIZADO NETO (miles €)	8339,5										
TIR PROYECTO	7,60%										

ANEXO 8. FLUJO DE CAJA DESCONTADO considerando los siguientes costes de inversión: a) coste unitario de inversión de cada aerogenerador, 3.100 k€/MW instalado, b) coste medio de conexión a red por MW, 362.000 €/MW. (Fuente: Deloitte "Estudio macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España"), c) costes de diseño y gestión del proyecto 100 k€/MW instalado y d) estudios medioambientales 50 k€/MW instalado, (Fuente: EWEA, "The Economics of the Wind Energy").

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ingreso total medio (€/MWh)		168,47	173,04	177,63	182,25	185,88	189,55	192,24	194,95	197,69	200,45
+ Ingresos totales de explotación (miles €)		66.715,66	68.524,23	70.342,12	72.169,45	73.610,37	75.061,03	76.125,56	77.200,13	78.284,87	79.379,94
REMUNERACION A MERCADO (€/MWh)		168,47	173,04	177,63	182,25	185,88	189,55	192,24	194,95	197,69	200,45
REMUNERACION A TARIFA REGULADA (€/MWh)		0,00									
Horas de funcionamiento		3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00	3.960,00
Energía volcada a la red (MWh)		396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00	396.000,00
- Coste de explotación (miles €)		18.003,92	18.273,98	18.548,09	18.826,31	19.108,70	38.790,67	39.372,53	39.963,12	40.562,56	41.171,00
Coste unitario de explotación (€/MWh)		45,46	46,15	46,84	47,54	48,25	97,96	99,43	100,92	102,43	103,97
% s/ Ingresos de explotación		73,01%	73,33%	73,63%	73,91%	74,04%	48,32%	48,28%	48,23%	48,19%	48,13%
= MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA) (miles €)		48.711,74	50.250,26	51.794,03	53.343,14	54.501,67	36.270,36	36.753,03	37.237,01	37.722,30	38.208,94
- Amortización (miles €)		24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080
= BENEF. ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES (EBIT)		24.631,74	26.170,26	27.714,03	29.263,14	30.421,67	12.190,36	12.673,03	13.157,01	13.642,30	14.128,94
- Impuestos sobre EBIT (miles €)		7.389,52	7.851,08	8.314,21	8.778,94	9.126,50	3.657,11	3.801,91	3.947,10	4.092,69	4.238,68
Tipo marginal (30%)		30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
= BENEFICIO NETO (miles €)		17.242,22	18.319,18	19.399,82	20.484,20	21.295,17	8.533,25	8.871,12	9.209,91	9.549,61	9.890,26
+ Amortización (miles €)		24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080	24.080
- Incremento de NOF		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Inversión en activos fijos (miles €)		361.200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
+ Valor residual											
FLUJOS DE CAJA	Año 0	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-361200	41.322,22	42.399,18	43.479,82	44.564,20	45.375,17	32.613,25	32.951,12	33.289,91	33.629,61	33.970,26
FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (miles €)		38.532,47	36.867,51	35.254,73	33.694,49	31.991,47	21.441,41	20.200,99	19.030,85	17.927,12	16.886,16
TOTAL EV		384473									
EV/MW		3845									
EV/MWh		48,54									
WACC		7,24%									
VALOR ACTUALIZADO NETO (miles €)		21702,1									
TIR PROYECTO		8,14%									

FLUJOS DE CAJA	Año 0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Ingreso total medio (€/MWh)		203,25	206,06	208,93	212,43	215,98	219,58	223,23	226,94	230,69	234,51
+ Ingresos totales de explotación (miles €)		80485,50	81601,70	82737,30	84122,77	85528,03	86953,47	88399,49	89866,52	91354,98	92865,27
REMUNERACIÓN A MERCADO (€/MWh)		203,25	206,06	208,93	212,43	215,98	219,58	223,23	226,94	230,69	234,51
REMUNERACIÓN A TARIFA REGULADA (€/MWh)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Horas de funcionamiento		3960	3960	3960	3960	3960	3960	3960	3960	3960	3960
Energía volcada a la red (MWh)		396000	396000	396000	396000	396000	396000	396000	396000	396000	396000
- Coste de explotación (miles €)		41788,57	42415,39	43263,70	44128,98	45011,56	45911,79	46830,02	47766,62	48721,96	49696,39
Coste unitario de explotación (€/MWh)		105,53	107,11	109,25	111,44	113,67	115,94	118,26	120,62	123,04	125,50
% s/ Ingresos de explotación		48,08	48,02	47,71	47,54	47,37	47,20	47,02	46,85	46,67	46,49
= MARGEN OPERATIVO BRUTO (EBITDA) (miles €)		38696,93	39186,31	39473,60	39993,79	40516,47	41041,68	41569,47	42099,90	42633,02	43168,88
- Amortización (miles €)		24080	24080	24080	24080	24080					
= BENEF. ANTES DE IMPUESTOS E INTERESES (EBIT)		14616,93	15106,31	15393,60	15913,79	16436,47	41041,68	41569,47	42099,90	42633,02	43168,88
- Impuestos sobre EBIT (miles €)		4385,08	4531,89	4618,08	4774,14	4930,94	12312,50	12470,84	12629,97	12789,91	12950,66
Tipo marginal (30%)		30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
= BENEFICIO NETO (miles €)		10231,85	10574,42	10775,52	11139,66	11505,53	28729,18	29098,63	29469,93	29843,11	30218,22
+ Amortización (miles €)		24080	24080	24080	24080	24080					
- Incremento de NOF		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Inversión en activos fijos (miles €)	361.200	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
+ Valor residual											
FLUJOS DE CAJA	Año 0	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
= FLUJO DE CAJA LIBRE (miles €)	-361200	34311,85	34654,42	34855,52	35219,66	35585,53	28729,18	29098,63	29469,93	29843,11	30218,22
FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (miles €)		15904,47	14978,80	14048,60	13237,01	12471,58	9388,89	8867,62	8374,46	7907,97	7466,77
TOTAL EV	384473										
EV/MW	3845										
EV/MWh	48,54										
WACC	7,24%										
VALOR ACTUALIZADO NETO (miles €)	21702,1										
TIR PROYECTO	8,14%										

ANEXO 9. Referencias.

- Agencia Andaluza de la Energía (AAE).
- Blanco, I. & Kjaer, C. Wind at work: wind energy and job creation in the EU. European Wind Energy Association (EWEA). 2009
- Buey, E. Energía eólica marina. Gas natural. Febrero 2010.
- Budil, T. P. Energía Eólica Marina. Agencia Andaluza de la Energía. 2011.
- Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España. DELOITTE. 2010.
- Global Wind Report: Annual Market Update 2011. GWEA
- Junta de Andalucía.
- Meteosim. Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE).
- Mora, A. Marco Regulatorio de la Energía Eólica. Asociación Empresarial Eólica (AEE). 2012.
- Mora, A. Aspecto Económicos y Financiación. Asociación Empresarial Eólica (AEE). 2012.
- Oportunidad de Negocio de la Energía Eólica Marina. Cluster Marítimo Español. 2011.
- PER 2011 - 2020. Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE).
- Real Decreto 661/2007, 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, REAL DECRETO 3275/1982, de 12 de noviembre.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto.
- Regulación de actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo.
- Reglamento de Líneas de Alta Tensión, REAL DECRETO 223/2008, de 15 de febrero.
- Rodríguez Amenedo, J.L, Burgos Díaz & J.C., Arnalte Gómez, S.: Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica. Editorial Rueda S.L. Rueda S.L. I.S.B.N.: 84-7207-139-1. 2012.
- Schwabe, P., Lensik, S. & Hand M. IEA Wind Task 26: Multi-national Case Study of the Financial Cost Wind Energy. International Energy Agency (IEA). 2011.
- The European Wind Energy Association. Into the Sea. 2010.
- The European offshore wind industry key 2011 trends and statistics. European Wind Energy Association (EWEA). 2012
- Universidad de Sevilla