



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Implantación de un parque eólico offshore.
Análisis técnico y viabilidad económico financiera.

Implementation of an offshore wind farm.
Technical analysis and economic and financial
viability.

Autor

Zuberoa Urzainqui Laspidea

Director

Dr. José Luis Valero Capilla

Escuela Universitaria Politécnica La Almunia
2016



Universidad
Zaragoza

**ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA
DE LA ALMUNIA DE DOÑA GODINA (ZARAGOZA)**

MEMORIA

Implantación de un parque eólico offshore. Análisis técnico y viabilidad económica financiera.

Implementation of an offshore wind farm. Technical analysis and economic and financial viability.

425.16.118

Autor: Zuberoa Urzainqui Laspidea
Director: Dr. José Luis Valero Capilla
Fecha: Julio 2016

INDICE DE CONTENIDO

1.	RESUMEN	1
2.	ABSTRACT	3
3.	INTRODUCCIÓN	4
4.	DESARROLLO	5
4.1.	PUNTO DE PARTIDA	5
4.2.	SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA	9
4.3.	SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA	14
4.4.	ANÁLISIS DE COSTES. EÓLICA MARINA	20
4.5.	BARRERAS AL DESARROLLO DEL SECTOR	25
4.5.1.	<i>Barreras técnicas</i>	25
4.5.2.	<i>Barreras regulatorias</i>	27
4.5.3.	<i>Barreras ambientales</i>	28
4.5.4.	<i>Barreras económicas</i>	28
4.5.5.	<i>Barreras sociales</i>	29
4.6.	MERCADO ELÉCTRICO	30
4.7.	REGULACIÓN ESPAÑOLA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	37
4.8.	SITUACIÓN ACTUAL	44
4.9.	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO	49
4.9.1.	<i>Ubicación</i>	49
4.9.2.	<i>Componentes</i>	56
4.9.2.1.	Aerogeneradores	56
4.9.2.2.	Plataformas	59
4.9.3.	<i>Distribución del parque</i>	60
4.10.	ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO	62
4.10.1.	<i>Inversión inicial</i>	62
4.10.1.1.	Aerogeneradores	63
4.10.1.2.	Plataformas y sistemas de fondeo	64
4.10.1.3.	Sistemas de evacuación de energía y subestación.	65
4.10.1.4.	Sistemas de abordó	65
4.10.1.5.	Documentación y proyectos	66
4.10.2.	<i>Amortizaciones</i>	66

INDICES

4.10.3. Costes	69
4.10.4. Ingresos	70
4.10.4.1. Producción	70
4.10.4.2. Ingresos	72
4.10.5. Financiación	73
4.10.6. Cuenta de explotación	77
4.10.7. Flujos de caja	79
4.10.8. Resultados	80
5. CONCLUSIONES	84
6. BIBLIOGRAFÍA	85

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Velocidad del viento a 80m de altura ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	13
Ilustración 2 Zonificación "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral" para parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	15
Ilustración 3 Diferentes plataformas para el anclaje submarino de los aerogeneradores	20
Ilustración 4 Diferentes plataformas flotantes ("Estudio parque eólico marino flotante.pdf," n.d.)	23
Ilustración 5 Relaciones de los actores del mercado eléctrico ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)	31
Ilustración 6 Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura mayor que 6m/s ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	49
Ilustración 7 Zonificación ambiental marina para parques eólicos, España ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	50
Ilustración 8 Mapa eólico de Galicia, velocidad media anual a m de altura ("IDAE Gobierno de España Atlas Eólico de España," n.d.)	51

Ilustración 9 Mapa eólico de Galicia, densidad de potencia media anual a m de altura (“IDAE Gobierno de España Atlas Eólico de España,” n.d.)	51
Ilustración 10 Mapa batimétrico de A Coruña (Felisa María Jover Couce, 2012).	52
Ilustración 11 Localización del parque eólico en la costa de A Coruña (“IDAE Gobierno de España Atlas Eólico de España,” n.d.)	53
Ilustración 12 Puerto exterior de A Coruña (Cabaleiro, 2011)	54
Ilustración 13 Mapa del sistema eléctrico de Galicia (“Mapas de la red Red Eléctrica de España,” n.d.).....	55
Ilustración 14 Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020, Galicia (“Planificación y desarrollo de la red Red Eléctrica de España,” n.d.).....	56
Ilustración 15 Aerogenerador G132 5.0 MW (“Gamesa / Productos y servicios / Aerogeneradores / Catálogo,” n.d.).....	58
Ilustración 16 Plataforma jacket	59
Ilustración 17 Plataforma jacket en astillero (ocadizdigital, n.d.).....	59
Ilustración 18 Plataformas jacket en astillero (“Navantia fabrica cuatro «jackets» al mes y ultima las seis primeras,” 2016)	60
Ilustración 19 Distribución del parque eólico offshore	60
Ilustración 20 Subestación eléctrica (Revista eólica y del vehículo eléctrico, n.d.)	61
Ilustración 21 Producción de un aerogenerador en la localización seleccionada (“IDAE Gobierno de España Atlas Eólico de España,” n.d.).....	71

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Evolución de la potencia eólica en España y en el mundo (“Plan de Energías Renovables 2011-2020,” n.d.).....	10
Gráfico 2 Potencia eólica instalada en el mundo a 31/12/2010 (MW)(“Plan de Energías Renovables 2011-2020,” n.d.).....	11
Gráfico 3 Potencia eólica instalada en la Unión Europea a 31/12/2010 (MW) (“Plan de Energías Renovables 2011-2020,” n.d.)	11

INDICES

Gráfico 4 costes de inversión y de operación en los parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	22
Gráfico 5 Sensibilidad de los costes normalizados de energía de un parque eólico marino a la producción("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.).....	23
Gráfico 6 Palancas de reducción en los parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	24
Gráfico 7 Curvas agregadas de oferta y demanda para una determinada hora ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)	33
Gráfico 8 Curvas agregadas de oferta y demanda para una determinada hora modificadas ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)	34
Gráfico 9 Contribución de las energías renovables al consumo de energía primaria en España en 2011 (IDAE, 2007)	38
Gráfico 10 Desglose de la contribución de las energías renovables al consumo de energía primaria en España en 2011(IDAE, 2007)	38
Gráfico 11 Capacidad eólica marina mundial acumulada en 2014("GWEC Representing the global wind energy industry," n.d.)	44
Gráfico 12 Evolución de la tecnología de la energía eólica(IDAE).....	46
Gráfico 13 Número de instalaciones conectadas a la red anuales y acumuladas a finales de 2015 por país ("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.)	47
Gráfico 14 Instalaciones eólicas offshore acumuladas en 2015("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.).....	48
Gráfico 15 Capacidad instalada en Europa (MW)("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.).....	48
Gráfico 16 Inversión inicial.....	63
Gráfico 17 Localización del parque eólico offshore ("IDAE Gobierno de España Atlas Eólico de España," n.d.)	70
Gráfico 18 Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G132-5.0 MW ("esp-tecnicas-5mw-esp.pdf," n.d.)	70
Gráfico 19 Variación TIR y VAN dependiendo del porcentaje de capital financiado	81

Gráfico 20 Variación TIR y VAN dependiendo del interés de la financiación externa	82
Gráfico 21 Variación TIR y VAN dependiendo del número de años de devolución del préstamo.....	83

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.).....	16
Tabla 2 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.).....	17
Tabla 3 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría y recursos eólico ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)	18
Tabla 4 Resumen de la superficie disponible en el litoral español ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.).....	19
Tabla 5 Coste de generación (c€2010/kWh) ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.).....	24
Tabla 6 Sesiones del mercado intradiario	35
Tabla 7 Especificaciones técnicas del aerogenerador Gamesa G132 5.0 MW ("especificaciones-5mw-esp.pdf," n.d.)	57
Tabla 8 Inversión inicial.....	62
Tabla 9 Coste aerogeneradores	63
Tabla 10 Coste de los sistemas de fondeo	64
Tabla 11 Coste de las plataformas	64
Tabla 12 Costes de los sistemas de evacuación de energía y de la subestación eléctrica	65
Tabla 13 Costes de los sistemas de abordó	66

INDICES

Tabla 14 Costes relativos a la documentación y proyectos	66
Tabla 15 Amortizaciones del activo fijo	67
Tabla 16 Amortizaciones del activo fijo 2	67
Tabla 17 Amortizaciones del activo fijo 3	67
Tabla 18 Amortizaciones del activo fijo 4	68
Tabla 19 Producción por aerogenerador y producción total del parque (MWh/año)	71
Tabla 20 Precio medio anual €/MWh.....	72
Tabla 21 Características de la Sociedad Anónima	74
Tabla 22 Inversión total y capital prestado.....	74
Tabla 23 Características del préstamo	74
Tabla 24 Intereses totales y total del capital a devolver.....	75
Tabla 25 Desglose anual de los intereses y de la cuota de amortización del préstamo.....	75
Tabla 26 Cuenta de explotación.....	77
Tabla 27 Cuenta de explotación 2	78
Tabla 28 Flujos de caja 2	79
Tabla 29 Flujos de caja.....	79
Tabla 30 Resultados, TIR y VAN	80
Tabla 31 Variación TIR y VAN dependiendo del porcentaje de capital financiado	81
Tabla 32 Variación TIR y VAN dependiendo de la tasa de interés de la financiación externa	81
Tabla 33 Variación TIR y VAN dependiendo del número de años para la devolución del préstamo.....	82

1. RESUMEN

La energía eólica es una fuente de energía renovable afianzada en todo el mundo, cuya tecnología ha alcanzado la madurez suficiente para poder competir con las energías tradicionales o fósiles. La gran mayoría de parques eólicos están contruidos en tierra, pero cada vez son más países los que están apostando por la construcción de parques eólicos en el mar, ya que las posibilidades de generar energía eléctrica son mayores. En España todavía no se ha construido ningún parque eólico en el mar debido a las dificultades técnicas que las costas españolas presentan y debido también a la falta de compromiso por parte de las instituciones públicas.

Este estudio se ha realizado para comprobar si este tipo de instalaciones eólicas son verdaderamente rentables en España. Además, visto que muchos países europeos están apostando por este tipo de energía, no sería conveniente que España se quede atrás en cuanto a producción eólica se refiere, ya que siempre ha sido una industria clave para la economía del país.

Durante el trabajo se realiza el diseño de un parque eólico offshore teniendo en cuenta la situación actual de la tecnología y la legislación vigente. Este parque sirve de base para poder realizar un análisis de viabilidad económico-financiera aplicable a todos los proyectos de este tipo. En este análisis, se estudian todos los flujos de dinero referentes al proyecto para poder analizar su rentabilidad.

Se realiza una simulación tanto de los costes de la construcción del parque como de los costes, gastos e ingresos de la actividad del mismo utilizando la herramienta Microsoft Excel. Se ha intentado ceñirse lo máximo posible a la realidad, tanto en el número de flujos de dinero que afectan al proyecto como en las cifras de los mismos. Así, se han incluido, además de los costes propios de la actividad, los impuestos, las amortizaciones, las tasas, los seguros... e incluso las condiciones de la financiación del proyecto.

Los resultados obtenidos indican que las instalaciones eólicas offshore en España aportan poca rentabilidad, aunque suponen una inversión segura, por lo que podría ser objetivo de fondos de inversión. Esta baja rentabilidad se debe a la gran cantidad de impuestos que soportan estas instalaciones. Además, la tecnología de la eólica marina se encuentra en fase de desarrollo, por lo que a medida que se avance en la curva de aprendizaje, la rentabilidad de los parques aumentará.

Palabras clave: Energía eólica, offshore, marina, viabilidad, análisis

2. ABSTRACT

Wind power is a renewable energy that is established around the world and its technology has become mature enough to be able to compete with traditional energy source, like fossil energies. The vast majority of wind farms are built onshore, but there are progressively more countries that are deciding to build wind farms in the sea because they can produce more energy. In Spain there are not any offshore wind farms yet, due to the technical difficulties that the Spanish coast presents and due to lack of public administration support.

This study has been carried out, assess whether this type of facilities are profitable in Spain. In addition, as many European countries are investing in this type of energy, it would not be convenient for Spain to stay behind when it comes to the production of wind energy, because it has always been a key industry for the Spanish economy.

During the project, an offshore wind farm is designed considering the present situation of the technology and current legislation. This wind farm is taken as a basis for the economic and financial study, which could be used as a model for all projects of this type. In this analysis, all the cash flow related to the project is studied to be able to analyse its profitability.

A simulation is done, not only of the costs of the construction, but also of the costs, expenses and income related to the activity of the wind farm, using the tool Microsoft Excel. It has attempted to adhere to reality as much as possible in the amount of cash flow that affects the project and also in the value of this flow. According to this, apart from the costs of the activity, other costs, like taxes, loan repayments, insurance and the conditions of the funding are included.

The results obtained reveal that offshore windfarms in Spain do not produce high profitability, but they are safe investments. That is why they could be the target of international investment funds. This low profitability is because of the large amount of tax that this type of facilities requires. Moreover, the technology related to offshore windfarms is in the development stage, so, as the technology progresses, its profitability will also increase.

Key words: wind power, offshore, marine, viability, analysis.

3. INTRODUCCIÓN

La realización de este trabajo ha sido motivada por la necesidad de impulsar las energías renovables para poder contribuir a la conservación del planeta mediante la generación de energía limpia.

La elección de un parque eólico offshore frente a otras instalaciones de generación de energía renovable, se ha basado en el hecho de que los parques en mar son mucho más productivos que los parques en tierra. Además, muchos países europeos están apostando fuertemente por esta tecnología, lo que está generando grandes avances en la industria que permiten maximizar la rentabilidad de estas instalaciones. Cabe recordar también que España es referente mundial en lo que a industria eólica se refiere, por lo que con este tipo de proyectos se contribuiría al desarrollo de la industria nacional.

El objetivo principal es realizar un estudio de la viabilidad económico-financiera de la implantación de un parque eólico offshore. Se procederá a realizar un análisis de los resultados obtenidos para determinar si esta tecnología resulta económicamente rentable teniendo en cuenta las condiciones actuales. A la hora de determinar los resultados, habrá que tener en cuenta el estado del mercado eléctrico, por lo que será necesario realizar un análisis del mismo.

Este estudio se realizará sobre un parque cuyas características se establecerán a lo largo de este trabajo. Por lo que, como objetivo secundario, se puede plantear el diseño de este parque cumpliendo con todos los requisitos técnicos necesarios, sin olvidar el marco legal referente a esta tecnología.

El desarrollo del trabajo comienza con un resumen de lo más destacable del "Plan de energías renovables 2011-2020" referente a la tecnología eólica. Después, se incluye una breve explicación del mercado eléctrico y se contempla la legislación que regula este tipo de actividad. También se realiza un análisis de la situación actual de la tecnología eólica offshore. Una vez se ha aportado la información necesaria para comprender la importancia de esta tecnología, se procede al diseño del parque, pero sin profundizar en las cuestiones más técnicas ya que el trabajo se centra sobre todo en la siguiente parte, que es el análisis económico y financiero de la instalación. Finalmente, se realiza un análisis de los resultados obtenidos referentes a la rentabilidad y viabilidad del proyecto.

4. DESARROLLO

4.1. PUNTO DE PARTIDA

Se comienza este trabajo detallando la situación actual del entorno en el que se sitúa el estudio. Para empezar, se observa el continuo crecimiento de la demanda energética mundial, que a pesar de la fuerte crisis económica que sacude a la sociedad, se prevé una demanda un tercio superior a la actual para el año 2035, según los escenarios elaborados por la Agencia Internacional de la Energía. («Plan de Energías Renovables 2011-2020», s. f.) Estos escenarios indican que los combustibles fósiles seguirán siendo líderes, aunque su participación global disminuirá del 81% de la energía primaria en 2010 a l 75% en 2035. La demanda del petróleo en 2035 puede aumentar desde los 87 millones de barriles diarios del año 2010 hasta los 99 mil millones, la cuestión es que la producción de petróleo descenderá hasta los 68 millones de barriles diarios en 2035 por lo que, para poder satisfacer toda la demanda de energía, se deberán utilizar fuentes alternativas al petróleo: líquidos del gas natural y fuentes no convencionales de petróleo. Estas fuentes de petróleo resultan más caras que el convencional y conllevarán una subida del precio del petróleo que según la Agencia Internacional de la Energía, se situará en 120USD el barril en el año 2035.

En cuanto al gas natural, su participación en el consumo energético mundial está aumentando y presenta unas perspectivas positivas. Pero en el caso de España, estas perspectivas no son tan optimistas ya que los principales suministros de gas a largo plazo de las empresas españolas están indexados a los precios del petróleo. Esto conllevaría un aumento del precio del gas de los 24€/MWh en 2011 hasta los 27€/MWh en el año 2020.

Teniendo en cuenta estos escenarios inciertos del sector energético mundial, la política energética se desarrolla alrededor de tres ejes fundamentales: la seguridad de suministro, la preservación del medio ambiente y la competitividad económica. En base a estos requerimientos, las políticas económicas de los países desarrollados se centran en dos estrategias:

- La promoción del ahorro y la mejora de la eficiencia energética.
- El fomento de las energías renovables.

El fomento de las energías renovables mejora la seguridad de suministro al reducir las importaciones de energía (básicamente petróleo y sus derivados y gas natural), factor crítico ya que España es muy dependiente energéticamente. Además, los

Desarrollo

Impactos ambientales originados por las energías renovables son mucho menores que los originados por las energías tradicionales, especialmente en los campos de la generación de gases de efecto invernadero o la generación de residuos radiactivos. Sin embargo, siguen involucrando impactos ambientales sobre todo de carácter local.

En los últimos años las energías renovables han comenzado a competir con las energías fósiles, lo que conlleva una mejora en la competitividad de nuestra economía que mejorará en función de que las distintas tecnologías vayan consiguiendo esta posición competitiva. Esta mejora en la competitividad de las energías renovables también se traduce en generación de riqueza y empleo dado que el sector de la energía no deja de ser un sector productivo más.

No se debe olvidar que la introducción de las energías renovables debe ir acompañada de la optimización de la demanda energética ya que, si se utiliza menos energía, se mejora la seguridad de suministro, se reducen los impactos ambientales derivados del sector y se mejora la competitividad económica reduciendo un factor de coste de las actividades productivas.

El escenario de eficiencia energética se configura a través del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 e incluye una reducción de la intensidad energética final del 2% anual medio entre 2010 y 2020 lo que conlleva una importante reducción teniendo en cuenta un crecimiento económico moderado. Además, en este escenario de eficiencia energética, las energías renovables deben suponer un 20,8% del consumo final bruto de energía en España en el año 2020, casi el doble de la participación del 11.3% presentada en 2010. Este objetivo es posible de alcanzar desde la eficiencia y teniendo en cuenta las fuentes de energía renovables como elementos estratégicos, no solo desde puntos de vista energéticos, sino también desde puntos de vista económicos, sociales, políticos y medioambientales.

Según los estudios realizados en colaboración con el PER 2011-2020 el potencial de las energías renovables en España es tan amplio que supera con creces la demanda energética nacional. Se podría decir incluso que las energías renovables son el principal activo energético de nuestro país. En el caso concreto de la energía eólica, el potencial evaluado sería de 340 GW. Teniendo en cuenta que el pico máximo previsto de demanda de electricidad en 2020 será de unos 66 GW, observamos el potencial que estas energías presentan.

Entre las ventajas económicas que estas medidas supondrían, cabe destacar los ahorros para el país debidos a la reducción de importaciones de energía o la reducción de emisiones CO₂. Estos ahorros podrían alcanzar una cifra superior a los 29.000M€, lo

que superaría con creces la inversión necesaria de 4.000 M€ acumulados durante el periodo de aplicación del plan.

Por otra parte, se encuentran los beneficios socioeconómicos, entre los que se encuentran la creación de riqueza acumulada por los incrementos de contribución al PIB del sector de las energías renovables, que se evalúan en más de 33.000M€ a lo largo del período. También cabe destacar la creación de empleo vinculado a estas energías, ya que se estima en más de 300.000 empleos para el año 2020.

Las tecnologías de generación eléctrica renovables se han desarrollado con mayor velocidad que las orientadas a usos térmicos gracias a diversos sistemas de apoyo mantenidos durante un largo periodo de tiempo. Esto ha permitido que algunas energías renovables presenten un buen grado de competitividad en costes respecto a las energías convencionales. Un caso a subrayar es el de la energía eólica terrestre que ya presenta una competitividad muy cercana a las energías tradicionales, marcando un objetivo de 35GW. Visto el buen rendimiento de esta tecnología, se espera apostar por la eólica marina mediante un desarrollo progresivo, especialmente al final de la década.

Según el estudio de prospectiva tecnológico realizado en el Plan de Energías Renovables 2011-2020 se espera una reducción importante de los costes de la mayoría de las tecnologías de energías renovables, lo que les ayudará a posicionarse en una posición competitiva dentro del mercado eléctrico. Esto generará la contraposición de los costes de las energías renovables a la baja por un lado y el precio del mercado eléctrico al alza por el otro. Como consecuencia, los costes añadidos al sistema eléctrico debidos a la introducción de energías renovables se reducirán.

Entre las tecnologías renovables de generación eléctrica que más reducirán sus precios a lo largo de esta década se encuentran la solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y, en menor medida, la eólica marina. Aunque los costes más bajos dentro de las energías renovables los seguirán manteniendo la energía hidráulica y la eólica terrestre.

Cabe destacar que, para algunas aplicaciones eléctricas, especialmente para las aisladas de la red eléctrica, las tecnologías renovables son totalmente competitivas y, en algunas ocasiones, la única opción.

Además, debido a esta evolución a la baja de los costes de las energías renovables y de la tendencia alcista del mercado eléctrico se prevé una mejora en la competitividad de estas energías en los próximos años. Así, la energía eólica marina, objeto de este estudio, podría presentar unos costes competitivos con el mercado eléctrico en 2020.

Hay que tener en cuenta también que los costes de la energía van a tener un peso cada vez mayor en la estructura de costes del sistema eléctrico, pasando de un 41% en

Desarrollo

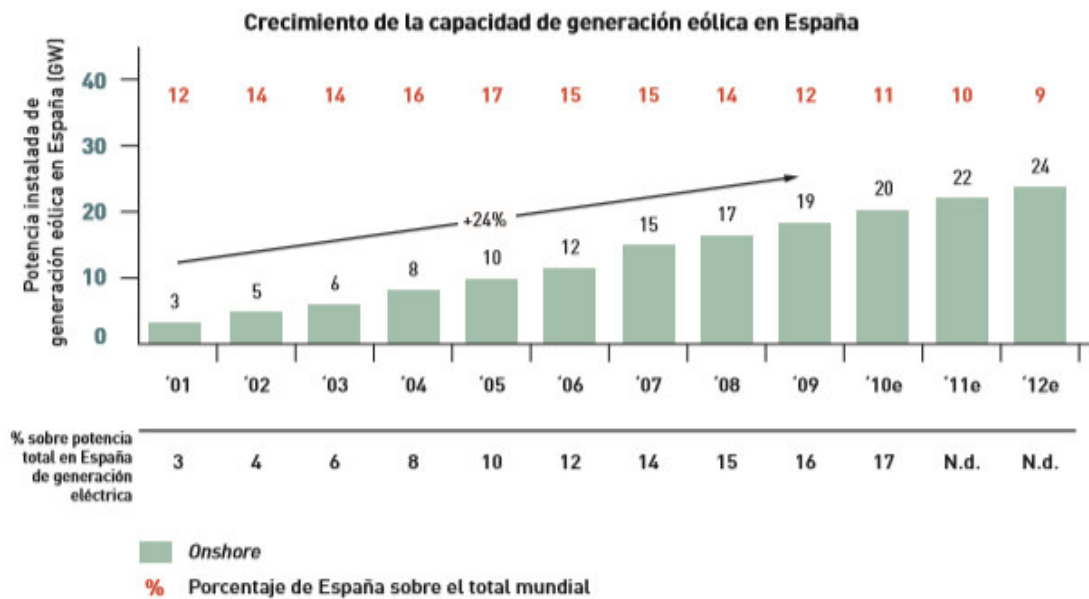
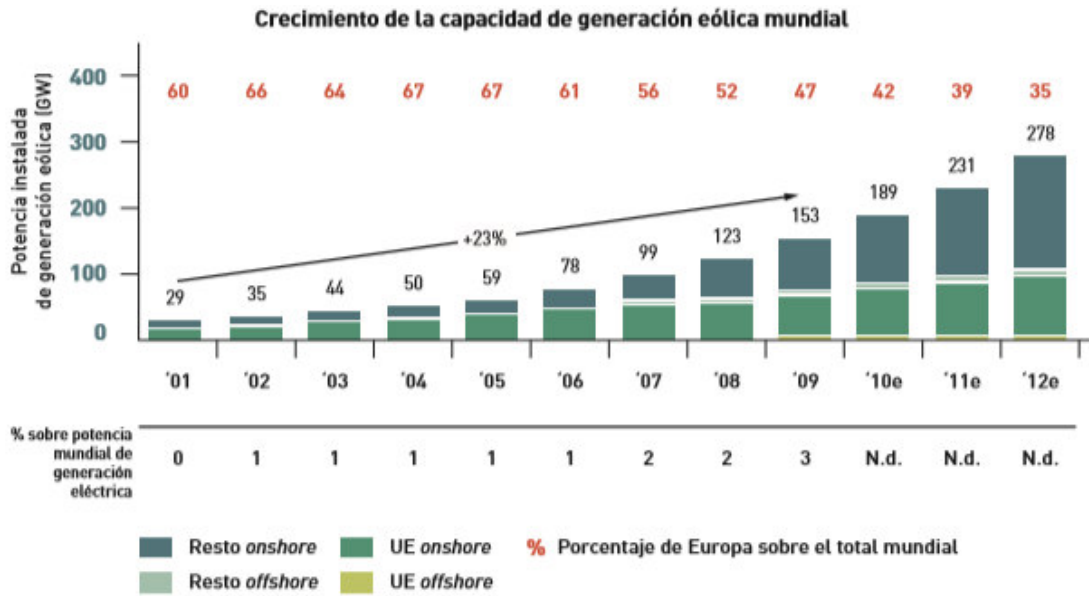
2010 a un 57% en 2020. Este incremento es debido a que los costes de la energía van a tener una tendencia al alza, aunque los costes de acceso a ella van a seguir estables.

En resumen, la introducción de energías renovables al sistema energético aumenta la seguridad de suministro, reduce la dependencia energética, reduce el déficit comercial, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y, en general, el impacto ambiental del ciclo energético, impulsa la creación de empleo de calidad y estimula la creación de riqueza en la economía.

4.2. SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía renovable que más creció en España durante los años 2005-2010. En 2011, («Plan de Energías Renovables 2011-2020», s. f.) la energía eólica acumulaba un potencial de unos 20.744MW, con una producción eléctrica superior a los 43.700GWh y con una contribución del 16% a la cobertura total de la demanda eléctrica nacional, superando en ocasiones el 50% en términos de cobertura horaria. Además, la tecnología referente a esta energía ha alcanzado un gran grado de madurez y por ello, presenta unas importantes expectativas de incrementar su contribución al abastecimiento tanto nacional como europeo, para hacer frente a la demanda de energía.

Desde el año 2001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del 23% aproximadamente, hasta alcanzar los 197GW de potencia instalada en 2010. España representa el 11% de la capacidad instalada mundial en 2010 con 20.7 GW, asociados todos a la tecnología eólica en tierra y representando el 16% de la energía nacional generada. Pero, a escala mundial, la energía eólica en 2010 sólo representaba el 1.6% del total de la electricidad generada.

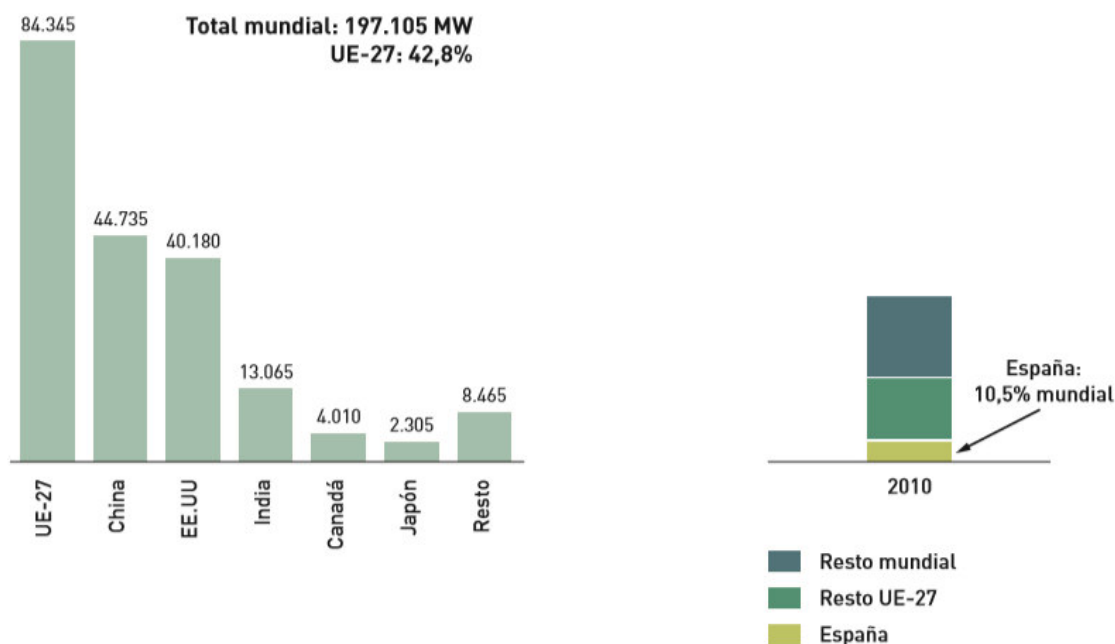


Nota: datos estimativos de la potencia total instalada al cierre de cada año

Fuente: BCG; mundial: GWEC y MAKE consult; España: Observatorio Eólico AAE, REE, planes CCAA, Acuerdo del Consejo de Ministros del 13 de Noviembre de 2009 sobre el prerregistro

Gráfico 1 Evolución de la potencia eólica en España y en el mundo ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

A finales del año 2010 España se situaba como la cuarta potencia eólica mundial (y la segunda europea), en términos de potencia eólica instalada.



Fuente: EWEA y GWEC

Gráfico 2 Potencia eólica instalada en el mundo a 31/12/2010 (MW) ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

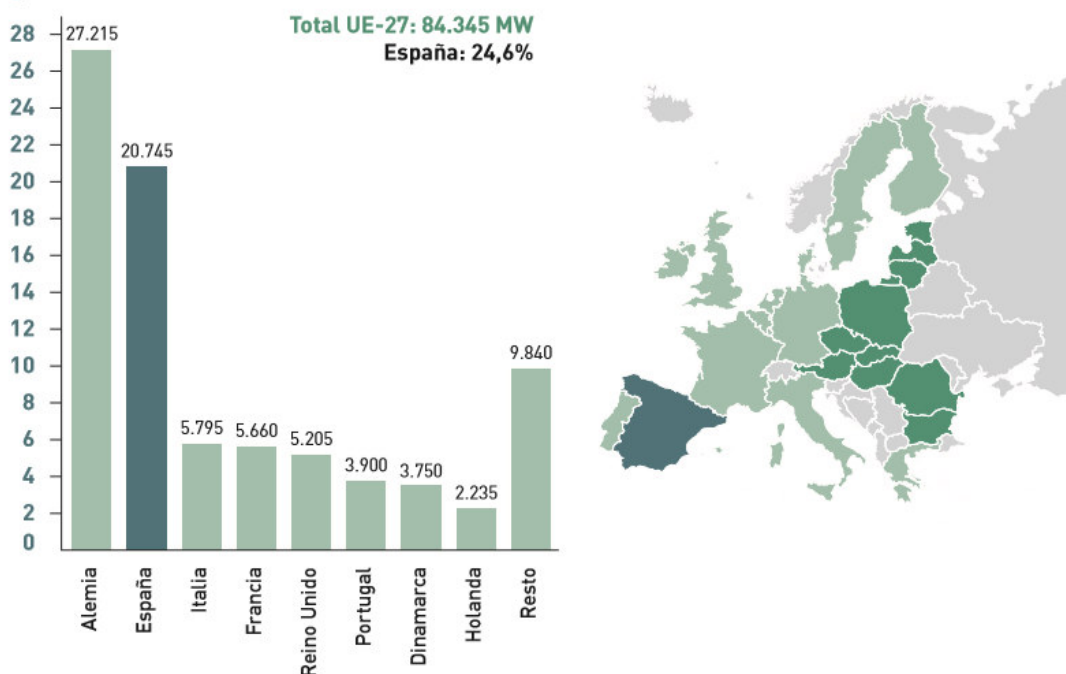


Gráfico 3 Potencia eólica instalada en la Unión Europea a 31/12/2010 (MW) ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

Desarrollo

La Comisión Europea prevé un crecimiento elevado para la energía eólica para 2020, hasta alcanzar los 222GW eólicos. Este incremento representa más del 40% del incremento de potencia eléctrico previsto en toda la Unión Europea.

En España, durante el año 2010, la potencia eólica instalada rondó los 1.750MW, pero eso sí, todos ellos emplazados en tierra. La industria eólica española ha creado un tejido empresarial competitivo con una fuerte presencia internacional. A finales de 2010, el sector mantenía 35.000 puestos de trabajo entre empleos directos e indirectos.

Pero centrándonos más en la eólica marina, ésta presenta unas características diferenciadas frente a las instaladas en tierra que la convierten en una fuente de energía muy atractiva.

Empezando por el hecho de que el recurso eólico existente en el mar es superior que el recurso terrestre, incluso que el existente junto a las costas. Además, el impacto visual y acústico es menor que el de los parques eólicos en tierra, lo que permite un mayor aprovechamiento del recurso eólico pudiendo instalar máquinas más grandes con mayores velocidades de rotación y la utilización de geometrías más eficaces con cuerdas más finas.

Por otro lado, supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad de instalación y explotación.

A finales de 2010, en el mundo había en funcionamiento 45 instalaciones eólicas marinas, todas ellas instaladas en el Norte de Europa y sumó 885MW con una tasa de crecimiento anual del 51%. Con todo esto, los parques eólicos marinos representan el 1.5% de la potencia eólica mundial.

La figura siguiente representa el recurso eólico existente en el terreno nacional, en términos de velocidad de viento media a 80m de altura, tomada como representativa de las alturas de buje de los aerogeneradores comerciales.

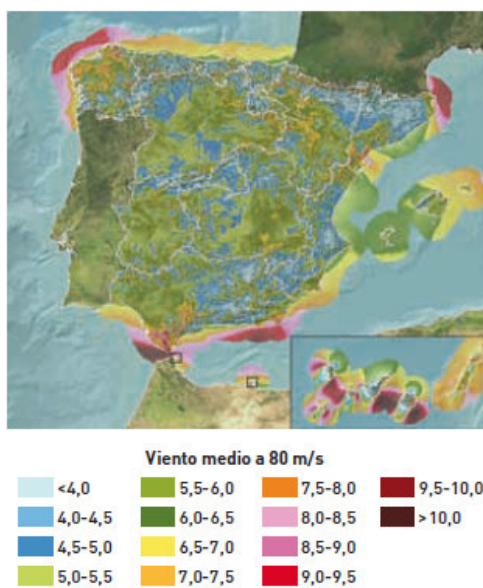


Ilustración 1 Velocidad del viento a 80m de altura ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

4.3. SOBRE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

Lo primero consiste en delimitar la superficie útil para la instalación de estos parques eólicos, y para ello, se han tenido en cuenta aspectos medioambientales técnicos como:

- Consideraciones medioambientales: zonificación del "Estudio Ambiental del Litoral Español" para la implantación de parques eólicos marinos.
- Consideraciones técnicas como las profundidades marinas (batimetría) adecuadas a la situación actual de la tecnología eólica marina.
- Consideraciones económicas: disponibilidad de recurso eólico suficiente para implantar parques eólicos marinos, considerando la mayor inversión y gastos de explotación asociados, frente a los parques eólicos en tierra.

FILTRADO POR RAZONES MEDIOAMBIENTALES

El "Estudio Ambiental del Litoral Español" aprobado en abril de 2009 por los Ministerios de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio incluye una zonificación marina, según el grado de afección de los potenciales parques eólicos marinos -mayores de MW- en cada área del litoral:

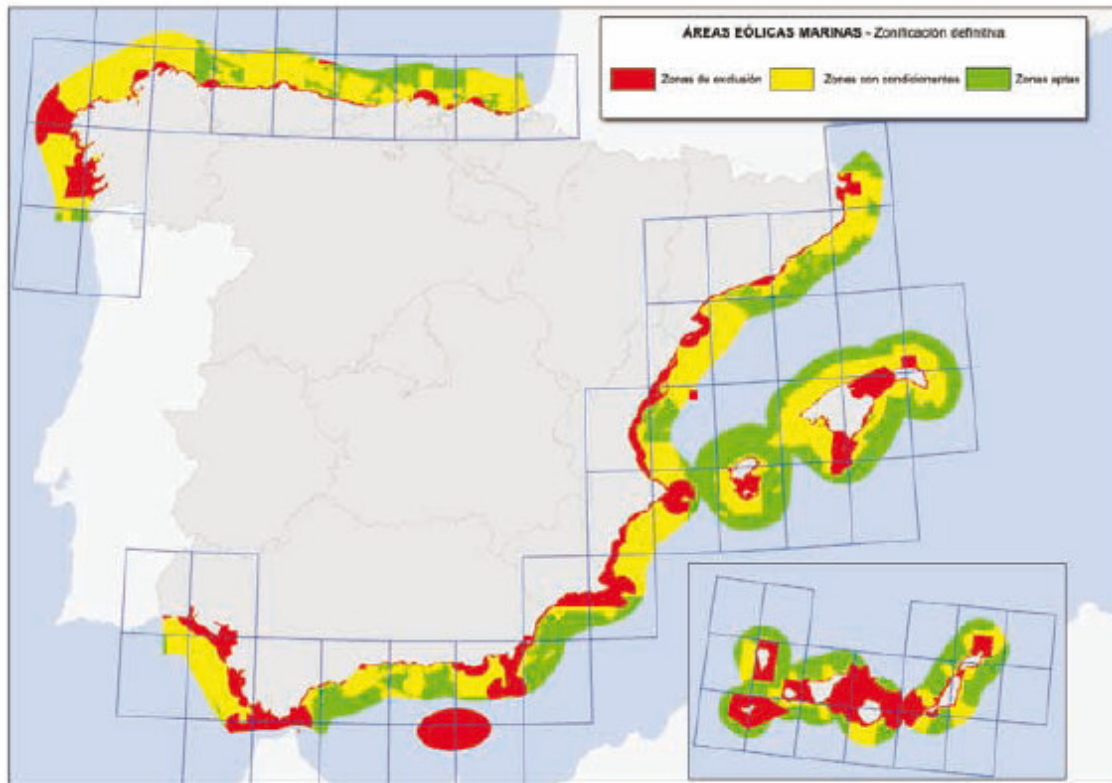


Ilustración 2 Zonificación "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral" para parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

- Color rojo: "zonas de exclusión", en la que se detecta incompatibilidad entre los parques eólicos marinos y los usos o actividades ya establecidos.
- Color amarillo: "zonas aptas con condiciones", donde el desarrollo de parques eólicos marinos está condicionado, a falta de mayor información de detalle.
- Color verde: "zonas aptas", en las que no se detectó incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.

La aptitud ambiental definitiva de la implantación de los parques eólicos se determinará para cada proyecto específico, tras realizar los estudios necesarios.

Tabla 1 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL		
	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	84.666	36,7
Condicionadas	89.759	39
Excluidas	55.889	24,3
TOTAL	230.313	100

Según este estudio, el 75% del litoral español se encontraría disponible para la implantación de parques eólicos marinos, teniendo que realizar en cada proyecto los estudios necesarios para determinar la viabilidad medioambiental definitiva.

FILTRADO POR RAZONES TÉCNICAS: BATIMETRÍA

Uno de los mayores problemas para la implantación de parques eólicos marinos es la necesidad de bajas profanidades (inferior a 50m), hasta que madure la incipiente tecnología actual de anclaje de aerogeneradores en aguas profundas.

Esta restricción disminuye la superficie útil drásticamente, ya que la plataforma continental de las costas españolas enseguida desciende a más de 100 metros de profundidad, por lo que se produce una disminución de hasta un 8,15% de la extensión inicial, con la siguiente distribución:

Tabla 2 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría		
	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	512	2,7
Condicionadas	6.110	32,5
Excluidas	12.159	64,7
TOTAL	18.782	100

FILTRADO POR DISPONIBILIDAD DE RECURSO EÓLICO

Se ha considerado que la velocidad del viento no puede ser inferior a 7,5m/s a 80m (altura de buje estimada para un aerogenerador marino) para que los parques sean tecnológicamente y económicamente viables. Se estima que ésta velocidad media podría suponer alrededor de 2.640 horas equivalentes de funcionamiento neto.

Tras este filtrado adicional, en total, quedaría útil menos del 1,6% de la extensión inicial del ámbito del estudio:

Tabla 3 Superficie desglosada según el tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría y recursos eólico ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría y recurso eólico		
	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	31	0,9
Condicionadas	1.381	39,1
Excluidas	2.116	60
TOTAL	3.528	100

Finalmente, se han detectado las siguientes zonas como las más adecuadas en términos batimétricos y de recursos eólico disponible para la implantación de parques eólicos marinos a gran escala en España:

- El litoral Cantábrico: costas de la provincia de La Coruña, bajo la influencia de los frentes atlánticos.
- En el litoral Atlántico Sur: costas occidentales de la provincia de Cádiz (Bahía de Cádiz, Cabo de Trafalgar y Estrecho de Gibraltar hasta Punta Tarifa).
- En el litoral Mediterráneo: costas orientales de la provincia de Cádiz; costas de la provincia de Almería (Cabo de Gata y Punta de los Banos); costas septentrionales del Delta del Ebro en la provincia de Tarragona; costas de la provincia de Gerona (Cabo de Creus e Islas Medas); y costas nororientales de la Isla de Menorca.
- En el litoral del archipiélago Canario: en general, en las costas sudorientales y noroccidentales de las Islas de Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera y zonas puntuales de Lanzarote y La Palma.

Tabla 4 Resumen de la superficie disponible en el litoral español ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

Tabla resumen de la superficie disponible en el litoral español						
	Zonificación EEAL		Zonificación EEAL + Filtrado batimetría (cotas superiores a 50m)		Zonificación EEAL+ Filtrado batimetría+ Filtrado recurso eólico	
	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)	Superficie útil (km ²)	Superficie (%)
Aptas	84.666	36,8	512	2,7	31	0,9
Condicionadas	89.759	39	6.110	32,5	1.381	39,1
Excluidas	55.889	24,2	12.159	64,8	2.116	60
TOTAL, litoral español	230.313					
Superficie apta	174.425		6.623		1.412	
% apta respecto a superficie total	75,73		2,88		0,61	

Hay que recordar que la superficie efectiva por consideraciones ambientales será todavía menor, ya que se determinará para cada proyecto específico la aptitud medioambiental definitiva.

También hay que recordar que la eólica marina en aguas profundas presenta un potencial y previsiones de crecimiento muy elevados en un futuro no muy lejano.

4.4. ANÁLISIS DE COSTES. EÓLICA MARINA

El coste actual de la generación eléctrica a partir de la tecnología eólica en España se estima:

- Entre 5,9 y 9,1 c€2010/KWh para instalaciones en tierra (correspondiente a un rango entre 2.900 y 1.900 horas anuales equivalentes respectivamente)
- Entre 9,2 y 13,2 c€2010/KWh para instalaciones marinas (correspondientes a un rango entre 2 y 50 km de distancia de la costa respectivamente y 3.300 horas anuales equivalentes (basado en los parques eólicos existentes en el mundo)

En España, para un horizonte de 2020, se han considerado localizaciones de profundidad no superior a 50 metros, utilizando anclaje submarino mediante monopilote (hasta aproximadamente 30 metros) y soluciones de tipo trípode y tripilotaje.

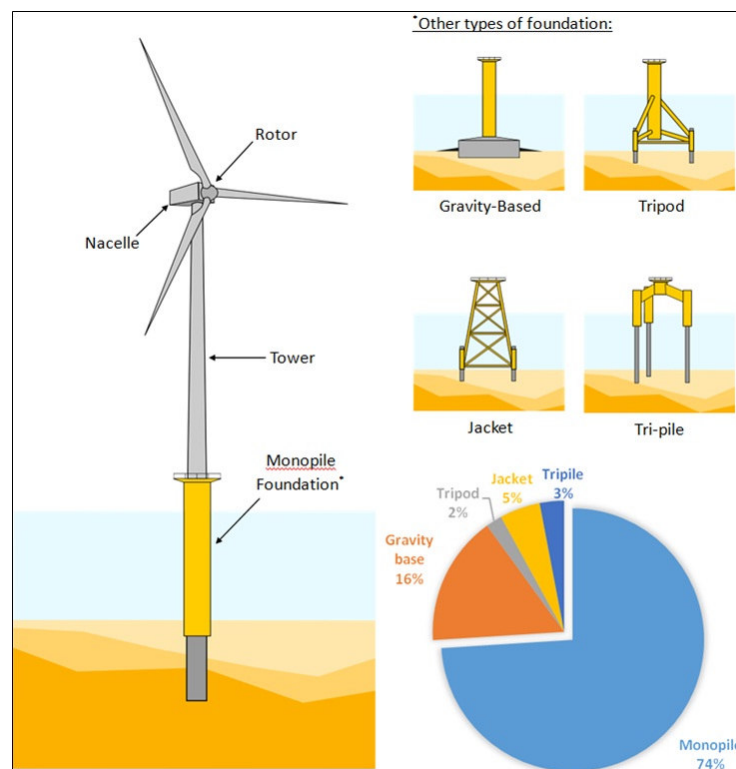


Ilustración 3 Diferentes plataformas para el anclaje submarino de los aerogeneradores

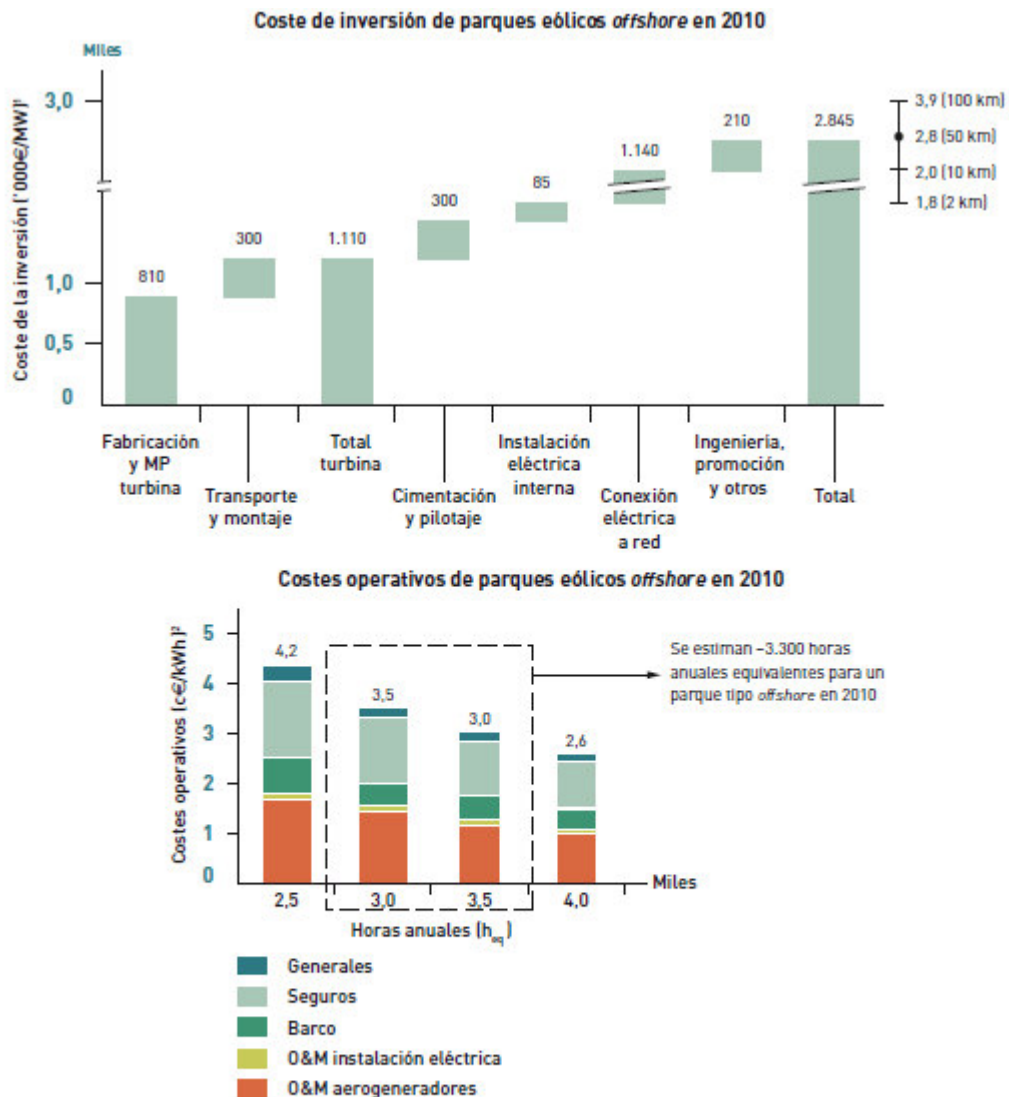
Estas configuraciones se contemplan como las únicas soluciones viables tecnológicamente a corto y medio plazo. El rango de costes de inversión se sitúa entre 1,8 y 3,9 M€2010/MW para instalaciones de 150MW.

Los puntos críticos que determinan el coste de una instalación eólica marina de profundidad inferior a 50m son la distancia a la costa y la potencia total de la instalación.

La distancia a la costa determina el coste de compra e instalación del cable submarino, que se estima entre 3 y 3,5M€2010/Km para una potencia de hasta 400MW.

El coste de operación se calcula en aproximadamente 110.000€2010/MW40.

El factor de capacidad medio para parques puesto en marcha en 2010 se ha estimado en 3.300 horas anuales equivalentes de acuerdo con datos públicos de parques eólicos marinos operativos en Europa.



¹ Se considera un parque eólico de ~150 MW compuesto por aerogeneradores de 3 MW, de 60 metros de altura de buje, situado a 50 km de la costa, en aguas de profundidad no superior a 40 metros y conectado a la red eléctrica mediante una red HVDC. ² El coste de mantenimiento de parques offshore es más caro que onshore principalmente por los costes de alquiler del barco y por los seguros (estimados en 1,5% del coste de la inversión en 2010)

Fuente: EWEA; AEE; ABB; entrevistas a agentes del sector; datos públicos de parques offshore; análisis BCG

Gráfico 4 costes de inversión y de operación en los parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

La figura siguiente muestra la elevada sensibilidad que presentan los costes normalizados de la energía para la eólica marina en función de la distancia a la costa y del factor de capacidad obtenible:

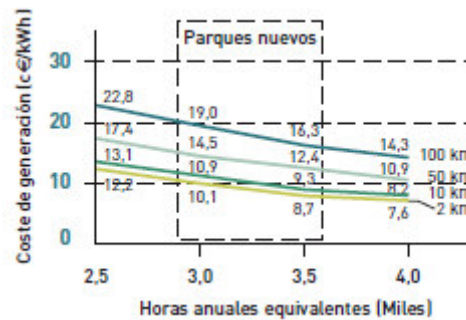


Gráfico 5 Sensibilidad de los costes normalizados de energía de un parque eólico marino a la producción ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

En España, en el horizonte de 2020, la mayoría de los parques se encontrarán a una distancia inferior a 20Km de la costa. Más tarde, después de que las mejores localizaciones se vayan ocupando y se avance tecnológicamente en soluciones comercialmente viables en aguas profundas (como las plataformas flotantes), se podría instalar parques en el entorno de los 20-30km.

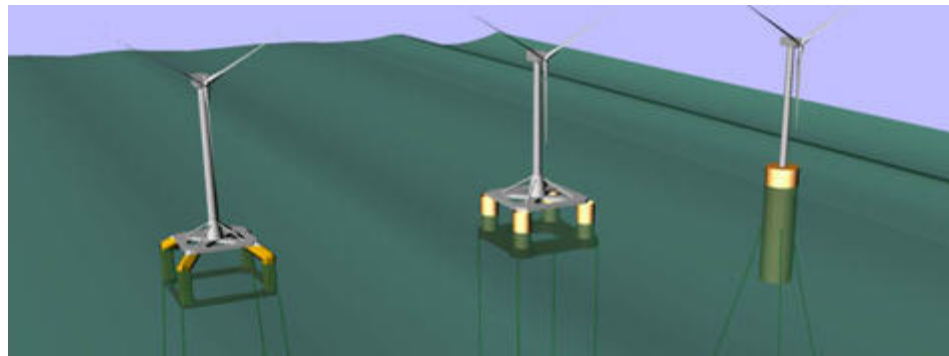


Ilustración 4 Diferentes plataformas flotantes ("Estudio parque eólico marino flotante.pdf," n.d.)

Evolución esperada de los costes normalizados de energía

En la próxima década se prevé una reducción sensible de los costes normalizados de la energía eólica marina, que la acercarán a la competitividad de las tecnologías convencionales (especialmente para las instalaciones cercanas a la costa y con pocas profundidades.)

Tabla 5 Coste de generación (c€2010/kWh) ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

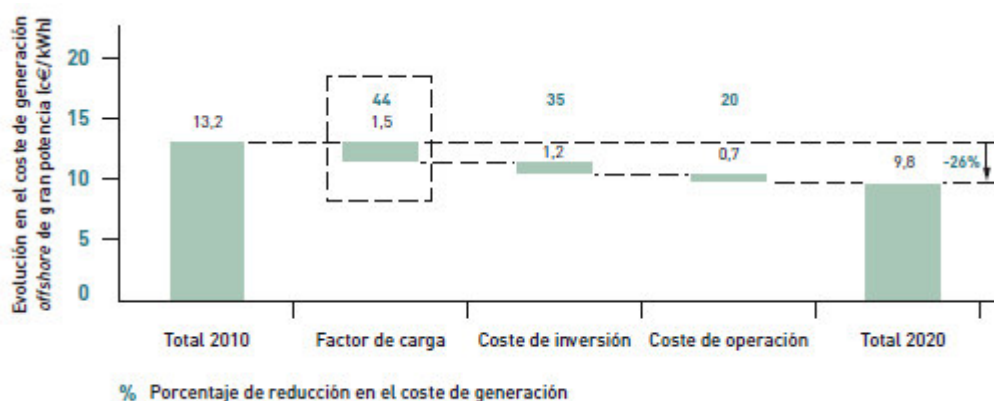
Parque eólico marino	Coste de generación (c€2010/kWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación de 150MW situada a 50km de la costa	13,2	12,5	12	11,6	11,3	11	10,7	10,5	10,2	10	9,8
Instalación de 150MW situada a 10km de la costa	9,9	9,4	9	8,7	8,5	8,3	8	7,8	7,7	7,5	7,3

Estos costes son muy sensibles a la producción y en especial, a la disponibilidad efectiva de emplazamientos en el litoral español con 3.300 horas equivalentes de funcionamiento neto.

La principal palanca para reducir los costes normalizados de la energía eólica marina es el coste de inversión (por evoluciones tecnologías en los aerogeneradores y montaje) que supone en torno a un 50% de la disminución de costes normalizados de energía (aproximadamente 1,6c€2010/KWh)

Un 25% de reducción adicional será atribuible a ajustes esperables en los costes de operación (0,85c€2010/KWh), en los que hay mayor margen de reducción que en las instalaciones en tierra debido al seguimiento de la curva de aprendizaje tecnológico.

Además, la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 0,85c€2010/KWh para parques instalados en 2020:



Fuente: BCG

Gráfico 6 Palancas de reducción en los parques eólicos marinos ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

4.5. BARRERAS AL DESARROLLO DEL SECTOR

Realizaremos un análisis de las barreras detectadas comunes para la totalidad del sector eólico, es decir, con independencia de su potencia y de su ubicación.

4.5.1. *Barreras técnicas*

- Inexistencia de infraestructuras eléctricas de transporte submarinas hasta las zonas de implantación de parques marinos. Las altas concentraciones de potencia eólica requieren de estudios detallados de la repercusión sobre la red eléctrica peninsular. En la actualidad no existen infraestructuras eléctricas de transporte hasta las zonas de desarrollo eólico marino, ni tampoco previsiones de evacuación necesaria de energía eléctrica proveniente de los proyectos eólicos consolidados. Por lo tanto, la integración de la futura energía generada por los parques marinos representará un reto.
- Elevados costes de generación de la tecnología disponible para el aprovechamiento eólico marino.

Las razones se encuentran en la inmadurez de la tecnología disponible.

- Mayores costes de inversión (aproximadamente el doble de lo necesitado para las instalaciones en tierra) debido a la mayor complejidad de construcción, montaje y mantenimiento.
- Esta dificultad constructiva se refiere a la cimentación y anclaje de las estructuras soporte de los aerogeneradores en aguas profundas. Estas dificultades (y costes) aumentan según la distancia con la costa y según la profundidad marina.
- En cuanto a los costes de operación y mantenimiento, estos son mayores debido a la necesidad de logística naval, a las limitaciones de acceso y a las condiciones ambientales más agresivas. También necesitan la elaboración más compleja de estudios que para los parques en tierra, así como la utilización de técnicas lo menos invasivas posibles para el entorno marino.
- Inexistencia de tecnologías comerciales de aprovechamiento eólico marino en aguas profundas. Este aspecto es crítico porque en el litoral español escasean las áreas marinas a profundidades adecuadas para la implantación de parques eólicos de grandes dimensiones. Por este motivo,

la falta de evolución de cimentaciones y plataformas flotantes para profundidades superiores a 50 metros reduce el potencial de desarrollo de la tecnología en España.

- Inexistencia de parques eólicos marinos y de instalaciones experimentales y de demostración tecnológica. En la actualidad no existen instalaciones eólicas marinas en España, exceptuando un aerogenerador experimental de tecnología offshore en Canarias.
- Incertidumbre sobre el potencial energético eólico en un emplazamiento marino específico. La evaluación del recuso en el dominio público marítimo-terrestre es más compleja y mucho más cara que en tierra.
- Mecanismos de gestión del sistema insuficientes para una mayor integración eólica. Se trata de factores ajenos al propio sector eólico, pues el futuro crecimiento eólico se verá afectado por la capacidad de generar una respuesta ágil ante la demanda de la nueva potencia eólica a conectarse a la red. En este sentido, destaca la necesidad de aumentar la capacidad de interconexión con los sistemas eléctricos de Centroeuropa. Las dificultades de gestión de la generación eólica en un entorno de creciente capacidad eólica y peso en el mix de generación tendrán un doble impacto:
 - En las horas de baja demanda eléctrica, riesgo de que la potencia generada por los parques eólicos no pueda ser vertida a la red en su totalidad, lo que obligue a una desconexión parcial de los parques eólicos. Esta desconexión repercutiría sensiblemente en la rentabilidad esperada de los parques. (Existen estudios preliminares de REE que cifran entre 1,1 y 6,8 TWh de la producción eólica y solar que el sistema sería incapaz de integrar).
 - Necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo con otras tecnologías de mayor control potencial de su producción para eventuales momentos de menor disponibilidad de recurso eólico.
 - Mayor uso de los sistemas de bombeo hidráulico reversibles, y la previsible creación de sistemas de almacenamiento alternativos.

4.5.2. Barreras regulatorias

- En el horizonte 2020 queda pendiente establecer el marco de apoyo estable y predecible aplicable para las instalaciones eólicas conectadas al sistema eléctrico que se inscriban en el registro a partir de 2013.
- Dificultades administrativas para la autorización de proyectos de I+D+i+d. Resulta esencial la agilización de los trámites para que cualquier innovación tecnológica tenga éxito en el mercado. En el caso de las instalaciones eólicas marinas, la autorización es competencia de la Administración Central, el Real Decreto 1028/2007, en su disposición final segunda, habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para permitir las autorizaciones administrativas de instalaciones eólicas marinas de potencia inferior o igual a 10MW, cuando tengan por finalidad la I+D+i+d de tecnologías asociadas. Para ellas, hay establecido un procedimiento simplificado que corresponde con el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Este límite de 10MW resulta excesivamente bajo para los proyectos experimentales existentes.
- Falta de armonización administrativa en el desarrollo normativo de ámbito regional. La normativa básica común para todo el territorio nacional permite un amplio margen de flexibilidad para el establecimiento de procedimientos administrativos específicos para la tramitación administrativa de instalaciones eólicas en las comunidades autónomas, que se encuentran adaptadas a las especificaciones del desarrollo eólico alcanzado en cada una de ellas, y a los criterios de planificación. No obstante, la heterogeneidad de procedimientos administrativos supone una barrera regulatoria, especialmente debido a la dilatación de los periodos de tramitación de proyectos eólicos en aquellos planteamientos basados en la convocatoria y resolución de concursos eólicos para la concesión de autorizaciones administrativas. En particular los concursos eólicos condicionan la autorización administrativa de parques eólicos al compromiso empresarial de ejecución de planes industriales que reviertan sobre sus territorios. En ocasiones, la ejecución de estos planes encarece las inversiones, con el efecto de requerir una mayor retribución por la generación eólica vertida a red, y, por tanto, suponiendo unos sobrecostes del sistema vía tarifa eléctrica.

- Tratamiento fiscal discriminatorio frente a otras tecnologías renovables por dos motivos relacionados con la aplicación de supuestos especiales a los parques eólicos en materia de tributación municipal:
 - Incremento de la Base Imponible en la aplicación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).
 - Modificación de la naturaleza jurídica de los parques eólicos a efectos del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), que ha supuesto su consideración como Bienes Inmuebles de Características Especiales (BICEs), y un incremento en la tributación.

Por otra parte, en algunas comunidades autónomas se ha impuesto un canon eólico, que alcanza importes elevados, como compensatorio para las áreas territoriales por las cargas inevitables de los parques eólicos para el entorno, el medio natural, el paisaje y el hábitat en el que se localizan. Este canon encarece los costes de explotación de los parques eólicos y repercute sobre la retribución necesaria a percibir por la generación eólica.

- Elevados plazos de tramitación administrativa para los proyectos eólicos marinos existentes.

4.5.3. Barreras ambientales

Existen limitaciones en el territorio nacional para evitar potenciales impactos medioambientales y sobre el patrimonio cultural. También existen limitaciones en las dimensiones de los aerogeneradores en cuanto a la altura de la torre y longitud de las aspas para reducir el impacto visual y sonoro y para proteger a las aves y quirópteros.

4.5.4. Barreras económicas

Dificultades financieras para los proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energía eólica.

Debido al riesgo y la incertidumbre que conllevan estos proyectos, las entidades financieras demuestran sus reticencias a la financiación y exigen mayores garantías e incluso endurecen las condiciones de financiación ofreciendo un diferencial mayor del tipo de interés aplicable (prima de riesgo).

4.5.5. Barreras sociales

Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.

Esto obliga al desarrollo de proyectos en costas alejadas de la costa y a mayores profundidades, lo que incrementa la inversión necesaria y el coste de las infraestructuras eléctricas para la evacuación de energía generada.

Esta oposición suele estar basada en la creencia de que los parques eólicos marinos supondrían una amenaza para el mantenimiento de las actividades propias de la zona como la pesca y el turismo.

4.6. MERCADO ELÉCTRICO

El objetivo de un sistema eléctrico es el de cubrir las necesidades de energía eléctrica que presenta una sociedad. Está formado por todos los participantes e infraestructuras involucrados que se organizan en cuatro tipos de actividades o agentes:

- **Generación:** se lleva a cabo por los productores de energía eléctrica. En el caso de la energía eólica, se caracteriza por ser una fuente no regulable ya que su disponibilidad depende de recursos naturales que pueden llegar a ser muy variables. Como se trata de una tecnología en fase inicial de desarrollo, su coste es superior al de las energías tradicionales, pero como no depende del agotamiento de ningún recurso, éste disminuirá a medida que aumente su implantación. Además, disminuye la importación de energía de un país, aumentando su independencia. También hay que destacar que no producen emisiones de gases contaminantes ni de efecto invernadero.
- **Transporte:** consiste en transportar la electricidad generada por los productores. Se trata de distancias largas que se salvan mediante líneas de alta tensión y está exclusivamente controlado por el estado mediante Red Eléctrica España (REE).
- **Distribución:** Una vez cerca del lugar de consumo, la distribución se encarga de llevar a cada consumidor esta electricidad en líneas de media y baja tensión.
- **Consumo:** se trata de los consumidores finales de energía. La adquisición de energía se lleva a cabo en dos mercados: el mercado minorista donde los consumidores pequeños y pequeñas empresas firman un contrato libre con una de las comercializadoras, y el mercado mayorista en el que las comercializadoras y los grandes consumidores directos adquieren la electricidad directamente a los generadores.

En cuanto el coste del kilovatio-hora, éste está formado por dos componentes que se obtienen por separado:

- **La componente regulada:** para cubrir los costes del sistema (transporte y distribución) así como sufragar otros incentivos competencia del Estado (incentivos a la disponibilidad, incentivos al carbón autóctono, Costes de Transición a la Competencia, etc.).

- La componente de mercado: obtenida mediante mecanismos de mercado entre productores y consumidores del mercado mayorista (comercializadoras y consumidores directos).

En cuanto a la factura que pagan los consumidores domésticos y pequeñas empresas, se trata de contratos libres que sufragan ambas componentes además del margen de beneficios de la propia comercializadora.

A continuación, se expone un esquema de los principales actores en el mercado eléctrico. Las flechas en negro indican los flujos de electricidad. Las flechas rojas y verdes indican los flujos monetarios.

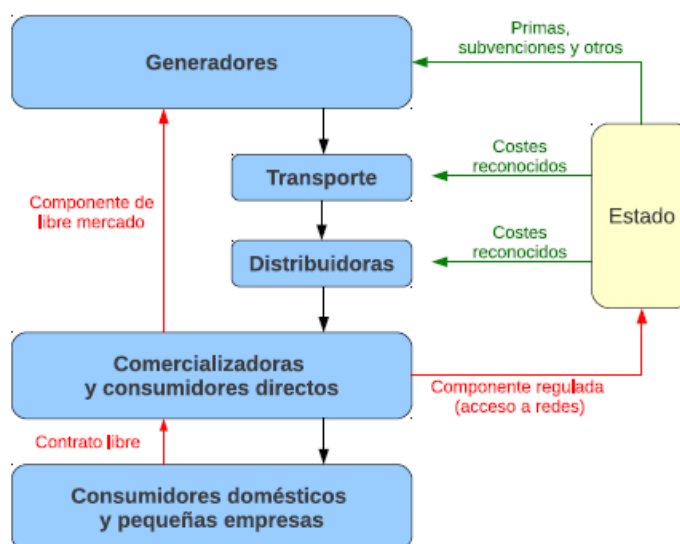


Ilustración 5 Relaciones de los actores del mercado eléctrico ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)

Las energías renovables, puesto que dependen de un recurso no acumulable, suelen ofrecerse en el mercado a precio cero y son junto a la nuclear, las primeras que se utilizan para cubrir la demanda de electricidad. El precio que reciben todas las centrales de generación es en el que las curvas de oferta y demanda de energía se igualan, conocido como precio marginal.

La existencia de una cantidad de MWh renovables ofertados a precio cero desplaza la curva de oferta hacia la derecha haciendo que el precio de casación sea menor que en el caso de no existir estar renovables.

La principal restricción del mercado eléctrico es que la generación y consumo tienen que ajustarse en todo momento, así los productores que generen a menor coste

serán los que obtengan mayor cuota de mercado. De esta manera, el mercado eléctrico tendrá una configuración de mínimo coste.

En el mercado eléctrico participan como unidades de mercado productores y consumidores cualificados. Una unidad de producción generalmente hace referencia a una unidad física como podría ser una turbina de gas, pero en casos especiales de instalaciones de pequeña potencia (como turbinas eólicas) se permite que una unidad englobe a varias unidades físicas (un parque eólico).

Entre los consumidores cualificados podemos encontrar a comercializadoras o a grandes consumidores directos (una industria cementera, por ejemplo). Las comercializadoras posteriormente formalizan contratos con pequeños consumidores (hogares, empresas), para revenderles la electricidad adquirida, obteniendo unos beneficios por el papel de intermediarios.

El Mercado Ibérico de la Energía (MIBEL) es donde acuden agentes de mercado españolas y portuguesas.

En la península ibérica, la mayor parte de la electricidad se gestiona en el mercado spot (mercados diario e interdiarios), donde un elevado número de participantes (productores y consumidores) acuden para realizar sus ofertas y concretar el precio de la electricidad para cada hora.

El objetivo del mercado diario es el de definir el precio y las cantidades de energía que los productores van a verter a la red eléctrica y los consumidores van a absorber de ella durante una determinada hora. Este mercado se realiza todos los días de manera que en torno a las 14h del día D-1 se fija un precio de la electricidad común para todos los participantes, para cada una de las 24 horas del día D, así como qué productor va a producir y cuánto en cada una de esas horas.

Las generadoras deben realizar antes de las 10h del día D-1 sus 24 ofertas para las 24 horas del día D. Una oferta consiste en una curva creciente que relaciona tramos de potencia y precios a los que está dispuesta a producir durante esa determinada hora.

Todas las generadoras realizan sus propias ofertas para cada hora. Análogamente, los consumidores hacen ofertas de compra en tramos decrecientes de precio, es decir, éstos están dispuestos a adquirir una determinada cantidad de energía a un precio bajo, pero si el precio es más bajo, están dispuestos a adquirir aún más energía.

Pasadas las 10h del día D-1, las generadoras han recibido todas las ofertas de productores y consumidores. Con estas ofertas, generan para cada hora, las curvas

agregadas de oferta y demanda ordenando, por tramos de menor a mayor, todas las ofertas de generación y por tramos de mayor a menor, todas las ofertas de adquisición.

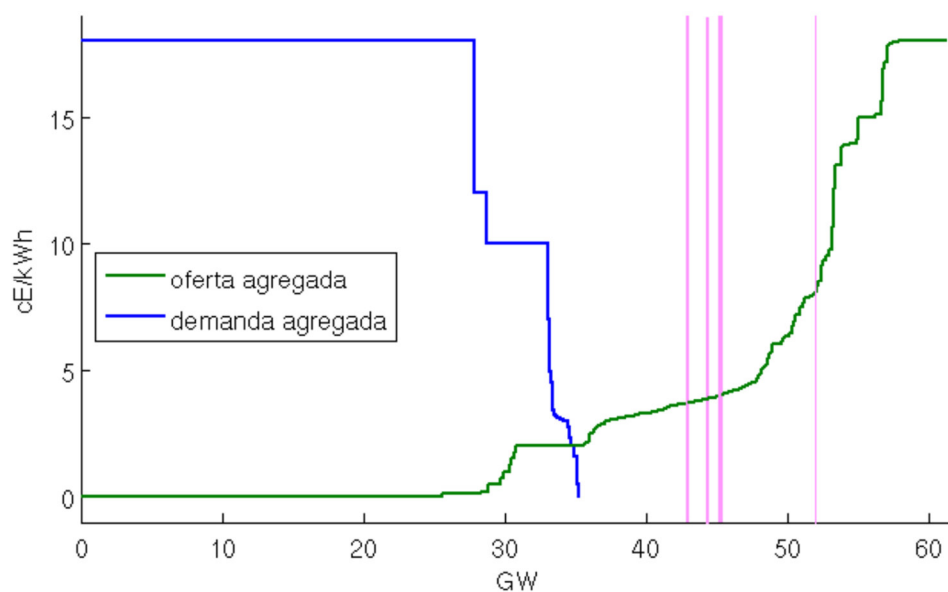


Gráfico 7 Curvas agregadas de oferta y demanda para una determinada hora ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)

La figura muestra las curvas agregadas de oferta y demanda para una determinada hora. Las bandas verticales señalan los cuatro tramos de la oferta realizada por la generadora.

En teoría, el corte de estas curvas indicaría el volumen de energía acordado, así como el precio de casación. Los tramos de la curva que han casado son los que quedan a la izquierda del precio de casación. Éstos indican el nivel de potencia que se debe generar o consumir durante esa determinada hora.

En el ejemplo de la figura, la generadora no debería verter potencia a la red durante esa hora porque no ha casado ningún tramo de su oferta para esa hora.

Aun así, estas curvas están sujetas a una serie de modificaciones por lo que sobre las 11h del día D-1 se obtienen estas curvas modificadas que determinan el resultado del mercado diario, indicando para cada hora cuánto tendrá que generar cada productor, cuánto podrá consumir cada consumidor y el precio al que dicho intercambio se produce.

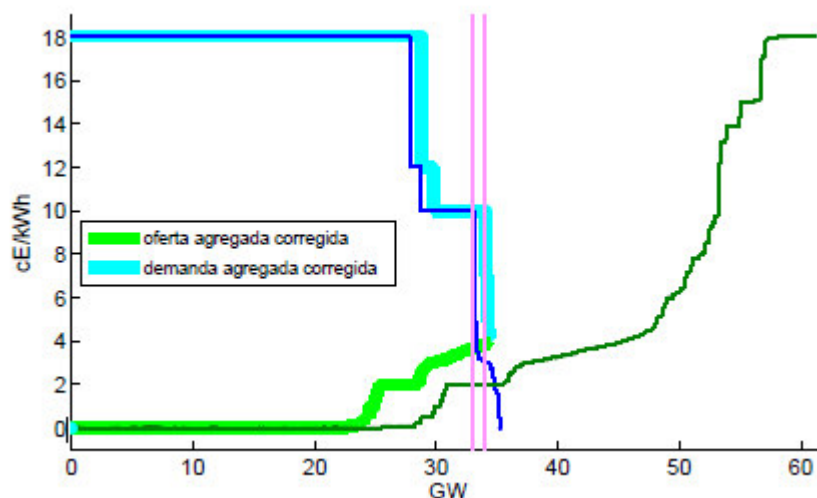


Gráfico 8 Curvas agregadas de oferta y demanda para una determinada hora modificadas ("Entiende el mercado eléctrico.pdf," n.d.)

La figura muestra las curvas anteriores después de haber realizada las modificaciones pertinentes. En este caso sí que han casado los dos primeros tramos de la oferta realizada por la generadora.

Es importante destacar que, si algunas unidades productoras ofertaron a un precio menor que el de casación, a todas ellas se les retribuye al mismo precio. Igualmente ocurre con los consumidores, es decir, aunque algunos consumidores ofertaron a mayor precio, todos pagan el kilovatio-hora al precio de casación.

En el caso de las centrales eólicas, el combustible es el viento que es gratis pero que no se puede almacenar. Por tanto, si hay ocasión de generar energía en una situación de viento favorable, no hacerlo no aumenta la posibilidad de obtener mayores beneficios en el futuro, ya que ni ahorra en combustible ni puede almacenarlo para una ocasión posterior. Dicho esto, si la predicción meteorológica para el día siguiente en el emplazamiento del parque prevé un nivel de generación de varios megavatios, este parque hará una oferta de dicha potencia a un precio cero para asegurar la casación (cabe recordar, que, a pesar de ofertar a cero, el precio de retribución es común a todos e igual al precio de casación).

Por tanto, las ofertas a precio cero buscan asegurar la casación para mantener un nivel de producción constante, dejando que el precio que recibirán como retribución lo marquen el resto de tecnologías que ofertan a otros precios mayores por otros motivos.

Por otra parte, las comercializadoras hacen ofertas de adquisición de los volúmenes de energía que estiman necesarios para abastecer a sus clientes. Suelen

hacerlo al llamado “precio instrumental”, que es el máximo permitido. Esta estrategia la utilizan para asegurarse la casación. Estas comercializadoras no pueden arriesgarse a no obtener en el mercado los volúmenes de energía que previsiblemente demandarán sus clientes. El resto de ofertas de adquisición a precios menores del máximo las realizan típicamente consumidores que pueden variar mucho su consumo, tales como centrales de bombeo o algunos tipos de industria.

Complementariamente a los mercados diarios existen los mercados intradiarios. Estos mercados (llamados también “mercados de ajustes”) están orientados a que los participantes del mercado diario puedan hacer ajustes a sus compromisos de producción/adquisición una vez conocidos los resultados del mercado diario.

Puesto que se tratan de mercados de ajustes, sólo pueden participar en estos mercados aquellas unidades que hayan participado en el mercado diario. La principal diferencia es que cada unidad, independientemente de si es generadora o consumidora, puede realizar ofertas tanto de generación como de adquisición. Así, un generador mediante ofertas de adquisición puede reducir la energía comprometida en el diario y un consumidor, puede hacer ofertas de generación para reducir la cantidad de energía adquirida en el mercado diario.

Tabla 6 Sesiones del mercado intradiario

Sesiones D-1	Horario de ofertas (día D)	Horario ofertas modificables
Sesión 1	17:00h 18:45h	21:00h – 00:00h día D + día D+1
Sesión 2	21:00h 21:45h	24h día D+1
Sesión 3	01:00h 01:45h	04:00 día D+1 00:00 día D+1
Sesión 4	04:00h 04:45h	07:00h día D+1 00:00h día D+1

Desarrollo

Sesión 5	08:00h	11:00 día D+1
	08:45h	00:00 día D+1
Sesión 6	12:00h	15:00 día D+1
	12:45h	00:00 día D+1

Estos ajustes son necesarios debido a varios motivos que pueden llevar a una unidad de generación a querer modificar la cantidad de energía casada en el mercado diario. Por ejemplo, en el caso de los parques eólicos, puede haber cambios en la predicción del viento. Esta predicción normalmente se puede mejorar con el transcurso del tiempo, por lo que los intradiarios permiten incluir estas correcciones.

Una vez finalizados los mercados diarios e intradiarios, cada unidad debe generar o adquirir, durante cada hora, la cantidad resultante de sumar los tramos casados en todos los mercados que afectaban a esa hora. Los derechos de cobro u obligaciones de pago finales también se obtienen de sumar los alcanzados en cada mercado. Existen mecanismos de penalización para las unidades que incurren en desvíos y de retribución para las unidades que proporcionan las bandas de regulación.

Finalmente, el componente de mercado del precio de la electricidad se obtiene considerando el resultado del mercado diario, el intradiario y de los mercados de operación (gestionados por REE y orientados a mantener el equilibrio instantáneo entre generación y consumo).

Cada uno de estos tres mercados adquieren un valor para cada hora del año. Aunque la mayor contribución en la formación de la componente de mercado la proporciona el mercado diario, ya que la contribución del mercado intradiario es casi inapreciable.

4.7. REGULACIÓN ESPAÑOLA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La regulación de las energías renovables en España no empieza a desarrollarse hasta la década de 1980, con una ley que fomenta la minihidráulica (Ley 82/1980 de conservación de la energía) con el fin de hacer frente a la crisis del petróleo y mejorar la eficiencia energética, reduciendo así la dependencia del exterior. Ya en la década siguiente, el Plan Energético Nacional 1991-2000 incentiva la producción con energías renovables y, mediante la Ley 40/1994 del sistema eléctrico nacional (LOSEN), se consolida el concepto de régimen especial. Así, el Real Decreto 2366/1994 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras establecidas por recursos o fuentes renovables, regula la energía eléctrica del régimen especial. Este Real Decreto incluye en el régimen especial instalaciones, de residuos, plantas de cogeneración, plantas que utilizan calor residual y centrales hidráulicas, todas con una potencia menor o igual a 100MVA. Este real decreto indica que la empresa distribuidora más cercana tiene la obligación de adquirir la energía excedentaria de estas instalaciones siempre que sea técnicamente viable. El precio de venta de la energía se fija en función de las tarifas eléctricas, en función de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía, además de otros complementos.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico distingue la producción en régimen ordinario de la producción en régimen especial e identifica también el marco económico de retribución para cada uno de estos modelos de generación de electricidad. La actividad de generación en régimen especial recoge la generación de energía eléctrica en instalaciones de potencia no superior a 50MW que utilicen como energía primaria energías renovables o residuos, y aquellas otras como la cogeneración que implican una tecnología con un nivel de eficiencia y ahorro energético considerable.

El Real Decreto 2818/1998, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (derogado por el Real Decreto 436/2004), establece que las primas del régimen especial deberían ser actualizadas anualmente y revisadas cada cuatro años.

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER), de 199, señala objetivos de crecimiento de cada tecnología renovable de forma que las fuentes de energía renovable cubran al menos el 12% del consumo de energía primaria en España en el año 2010

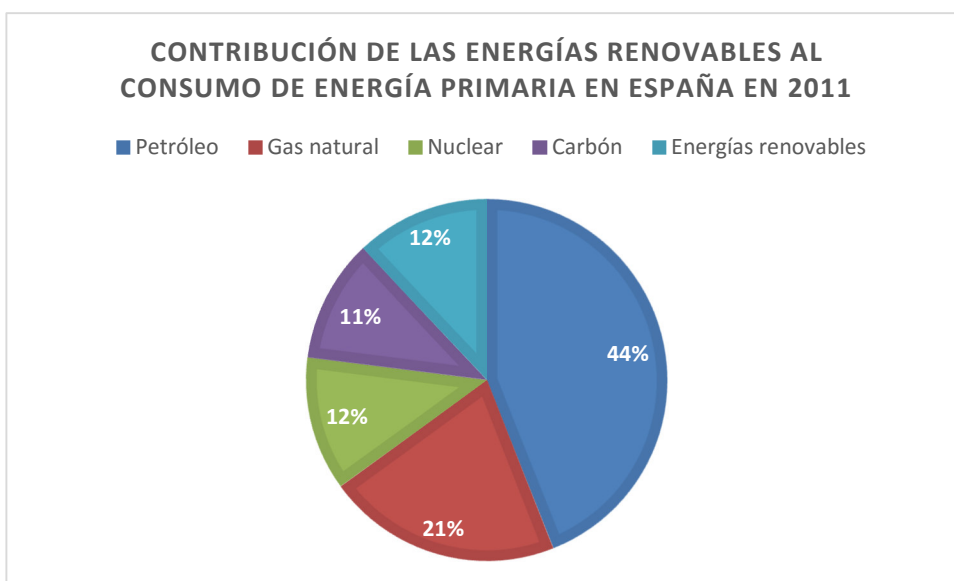


Gráfico 9 Contribución de las energías renovables al consumo de energía primaria en España en 2011 (IDAE, 2007)

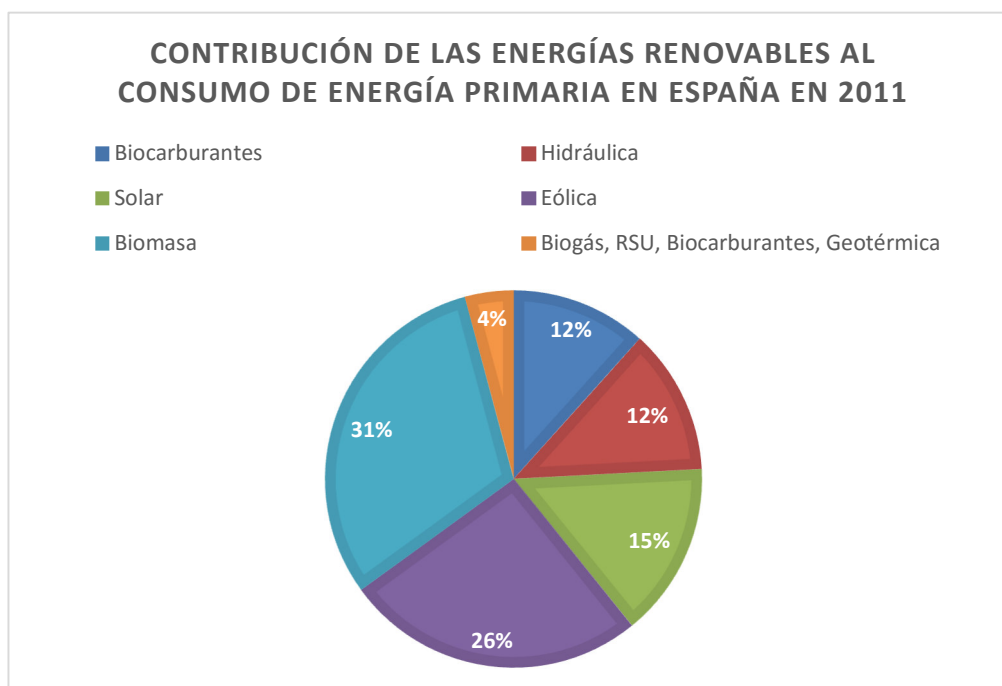


Gráfico 10 Desglose de la contribución de las energías renovables al consumo de energía primaria en España en 2011 (IDAE, 2007)

El Real Decreto Ley 6/2000, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, incentiva la participación en el mercado

de las instalaciones en régimen especial, previendo la posibilidad de contratos de venta de energía con comercializadores.

El Real Decreto 841/2002 por el que se regula las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida, desarrolla el Real Decreto Ley 6/2000, y establece la obligatoriedad de participación en el mercado para las instalaciones de potencia superior a 50MW, que quedan así incluidas en el régimen ordinario. Además, se permite la opción de contratación entre generadores en régimen especial y comercializadores, percibiendo la prima correspondiente por la energía vendida.

El Real Decreto 436/2004, (que deroga al Real Decreto 2818/1998) por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece el esquema legal y económico para el régimen especial, con el fin de consolidar el marco regulador y crear así un sistema estable y previsible. El titular de la instalación tiene dos alternativas para la remuneración de la energía eléctrica generada:

- Vender la electricidad a la empresa distribuidora a tarifa regulada, cuyo importe depende de la potencia y de los años transcurridos desde la puesta en marcha de la instalación, imputándose el coste de los desvíos.
- Vender la electricidad libremente en el mercado, acudiendo directamente al mismo o bien a través de un contrato bilateral o a plazo con una comercializadora, percibiendo por ello el precio de mercado más un incentivo en él, así como una prima.

El Plan de Energías Renovables 2005-2010 sustituye al PFER, cuyos resultados fueron insuficientes. Con esta revisión se trató de mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos al 12% del consumo total de energía primaria en 2010, así como la incorporación de otros dos objetivos comunitarios indicativos de 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para 2010.

El Real Decreto Ley 7/2006 por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, desvincula la variación de las primas del régimen especial de la Tarifa media eléctrica o de Referencia.

El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, deroga al Real Decreto 436/2004, pero manteniendo su esquema básico, Se mantiene la doble opción de retribución (incluyendo unos límites superior e inferior a la retribución total), pero eliminando el incentivo al participar en el mercado. Además, este Real Decreto dice que la condición de instalación de régimen especial la otorga la Comunidad Autónoma correspondiente, siendo la inscripción definitiva de la instalación en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial la condición necesaria para acceder al régimen económico regulado por dicho Real Decreto, siempre que el objeto de potencia instalada fijado para cada tecnología en el propio Real Decreto no haya sido cubierto. En el caso de la energía eólica, el límite de potencia para acceder a la retribución del Real Decreto 661/2007 es de 20.155MW.

La Ley 17/2007 por la que se modifica la Ley 54/1997, adapta la Ley del Sector Eléctrico a la Directiva 2003/54/CE sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad. Así, el Gobierno podrá establecer una prima para las instalaciones de energía renovables aun cuando la potencia instalada sea superior a 50MW.

Debido al impacto económico que sobre el sistema tarifario tienen las energías renovables, se aprueba el Real Decreto Ley 6/2009 con el fin de establecer unos mecanismos respecto al sistema retributivo de las instalaciones de régimen especial (salvo para la tecnología fotovoltaica, ya regulada en el Real Decreto 1578/2008), y así garantizar la sostenibilidad del sistema, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

En junio de 2010 se presentó en La Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) que incorpora los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Finalmente, en noviembre de 2011 se aprobó el nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, que sustituye a los anteriores, atendiendo a los mandatos del Real Decreto 611/2007 y de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible. El PER 2011-2020 propone que las energías renovables representen en 2020 un 20,8% del consumo final bruto de energía en España, con una contribución de estas fuentes al consumo del transporte del 11,3% en ese mismo año, superando los objetivos mínimos obligatorios establecidos para España en la directiva de energías renovables, que coinciden con los objetivos globales medios de la Unión Europea. Este 20,8% del consumo final bruto de energía mediante contribución de energías renovables, supone un consumo de un 39%

sobre el total del consumo eléctrico, aunque debido a la coyuntura actual, este documento se encuentra de nuevo en revisión.

Actualmente, Gobierno está implantando una serie de reformas orientadas a la reducción del coste que suponen estas tecnologías al sistema.

En 2012, con el fin de acometer la resolución del problema del elevado déficit tarifario del sistema eléctrico en un entorno más favorable, aprobó el Real Decreto Ley 1/2012, por el cual se suspenden los incentivos económicos para los proyectos de instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables, cogeneración y residuos.

A esta primera reforma del sector le sigue el Real Decreto Ley 13/2012, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista y el Real Decreto Ley 20/2012 de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

Más tarde, se adoptó la Ley 15/2012 de medidas para la sostenibilidad energética, en donde se marca la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines estrictamente recaudatorios con la intención de reducir el déficit eléctrico. En él, se establece un impuesto para la producción de la energía eléctrica, que grava la actividad de generación y la incorporación de la energía al sistema eléctrico con un tipo impositivo de un 7%. A su vez, se crea un canon por utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica con un tipo impositivo de un 22%, el cual se reduce un 90% en los casos en los que las centrales hidroeléctricas sean iguales o superiores a 50MW y para el bombeo. Esta Ley también excluye del régimen económico primado a la electricidad generada a partir de combustibles fósiles en instalaciones renovables (ya sean instalaciones híbridas o no).

A finales del año 2012/2013 se aprobó el Real Decreto Ley 20/2012 para la eliminación del límite de déficit tarifario en 2012 y 2013 en el que se corrige o suprime del régimen económico primado para las instalaciones del régimen especial (renovables y cogeneración) que incumplan las obligaciones requeridas para su inscripción definitiva en el registro de preasignación.

El Real Decreto 2/2013 sustituye la metodología por la que se actualizan las retribuciones, tarifas y primas de las actividades del sistema eléctrico vinculadas al IPC. También se modifica el Real Decreto 66/2007 suprimiendo las primas existentes y eliminando la posibilidad de poder acogerse con posterioridad a la opción de retribución

Desarrollo

a tarifa a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor de este Real Decreto Ley opten por vender su energía en el mercado.

La Orden IET/221/2013 establece los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

El Real Decreto Ley 9/2013 adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Establece un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de energías renovables, cogeneración y residuos. Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997.

Desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y así mismo, a asumir las obligaciones del mercado.

El nuevo régimen económico se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional específica articulada en: un término por unidad de potencia instalada (€/MW) que cubra los costes de inversión de una instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de energía. Esta retribución a la inversión permite a la instalación poder alcanzar la rentabilidad razonable definida por el Gobierno. Las instalaciones de energías renovables, cogeneración o residuos percibirán esta retribución a la inversión siempre que no hayan alcanzado en el momento de la publicación del Real Decreto 9/2013 dicha rentabilidad.

Un término a la operación (€/MWh) que cubra la diferencia entre costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado. La instalación de energías renovables, cogeneración o residuos no percibirá esta retribución a la operación siempre y cuando sus ingresos por venta de electricidad en el sistema sean superiores a sus costes de explotación.

Para las instalaciones con derecho a prima, con anterioridad a esta Ley, el nuevo sistema retributivo garantiza una rentabilidad razonable para una instalación tipo que se estima, antes de impuestos, como Obligaciones del Estado a 10 años incrementada con un diferencial de 300 puntos básicos y que, en todo caso, podrá ser revisada a los 6 años. Además, este nuevo arco suprime el complemento por eficiencia para las instalaciones que estuviera percibiéndolo y bonificación por energía reactiva.

La Ley 24/2013 consagra los anteriores principios y establece que el régimen retributivo de las instalaciones con derecho a prima con anterioridad a esta Ley, se referenciará a las obligaciones del Estado a diez años más un diferencial de 300 puntos básicos durante el primer periodo regulatorio que finalizará el 3 de diciembre de 2019.

A partir del 1 de enero de 2020 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva.

En cada periodo regulatorio de 6 años se podrá modificar todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial de una instalación; cada tres años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento. Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible.

Finalmente, se publica el real Decreto 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden Ministerial 1045/2014 por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos. En esa misma Orden Ministerial también se indica la retribución a la operación y la retribución a la inversión para el primer semiperiodo regulatorio que termina en 2016 para todas las instalaciones tipo definidas.

Como resumen, se puede concluir diciendo que antes del Real Decreto 413/2014 y desde el 2007, las retribuciones se regían por el Real Decreto 661/2007 que dice que la retribución total que debían recibir las instalaciones en Régimen Especial estaba compuesta por:

- Precio pool
- Prima
- Complemento por energía reactiva
- Complemento para soportar caídas por huecos de tensión

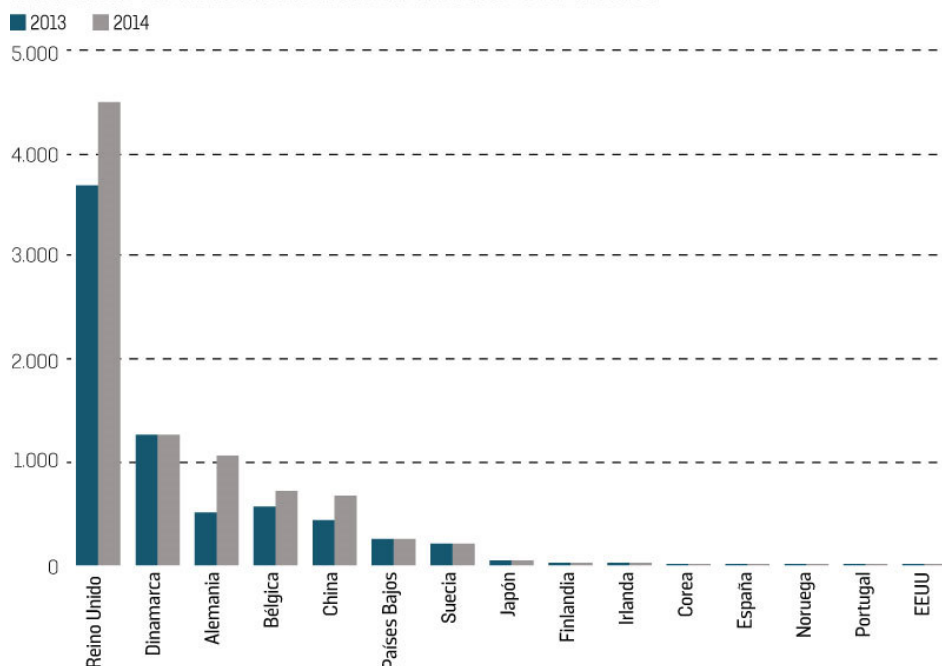
Sin embargo, en la actualidad ya no existe el Régimen Especial por lo que a la hora de poner en marcha un parque eólico, la única retribución a recibir es el precio pool (precio de mercado). Por otro lado, al no haber Régimen Especial, se pueden construir instalaciones de más MW.

4.8. SITUACIÓN ACTUAL

En la actualidad, la energía eólica marina tiene un 20% más de capacidad de producción que la terrestre, produciendo una media de 5MW de electricidad por turbina. Sólo en la Unión Europea se invirtieron 5.000 millones de dólares en eólica marina durante 2014. En 2015 se produjeron dos grandes hitos para la energía eólica offshore. El primero se desarrolla en el Reino Unido, donde el gobierno de Londres aprobó la instalación de 400 aerogeneradores en dos nuevos parques en la costa de Yorkshire, Dogger Bank Creyke Beck A y B, con una potencia instalada de 2.400MW. El segundo tiene lugar en Estados Unidos, y trata sobre la construcción del primer parque eólico offshore en este país, Block Island. Además, el país tiene diez proyectos más en cartera.

Según un informe de la Federación Nacional de Vida Salvaje (NWF), se estima que en la costa del Océano Atlántico se podrían desarrollar 16.000MW a través de turbinas offshore. Siendo Estados Unidos uno de los países con más parques eólicos terrestres, podría generar un 20% más de energía eólica en 2030, 22.000MW de los cuales vendrían de la offshore.

CAPACIDAD EÓLICA MARINA MUNDIAL ACUMULADA EN 2014



Fuente: Global Wind Energy Council (GWEC)

Gráfico 11 Capacidad eólica marina mundial acumulada en 2014("GWEC | Representing the global wind energy industry," n.d.)

La industria eólica marina tiene un sólido arraigo en varios países europeos como Reino Unido, Alemania o Dinamarca, que cuentan cerca de 70 proyectos. Así, en 2014, la capacidad de energía eólica acumulada fue de 8.771MW según Global Wind Energy Council (GWEC). Además, la inversión en energías renovables creció un 17% en 2014, hasta alcanzar los 270.000 millones de dólares. Dentro de esta tendencia, la energía eólica marina es una industria global en auge con inversiones cercanas a los 15.000 millones de dólares anuales para los próximos diez años, según un informe de la consultora Douglas-Westwood.

En cuanto a los costes de inversión, éstos están bajando a medida que se populariza el uso de esta energía. Según KIC InnoEnergy y BVG Associates los costes de producción de la energía eólica offshore se reducirán significativamente en los próximos 10 años en torno a un 27% respecto a los niveles actuales. Concretamente, según KIC, el impacto combinado de los aerogeneradores de mayor tamaño (que pasarán de 4 a 8MW), la optimización de los rotores, la mejora aerodinámica y el sistema de control, junto con el diseño de una nueva generación de trenes de potencia, tendrán una incidencia significativa sobre los costes de producción. Además, el hecho de poder contar con menos aerogeneradores dentro de un mismo parque supone un ahorro de los costes derivados de su cimentación e instalación en alta mar.

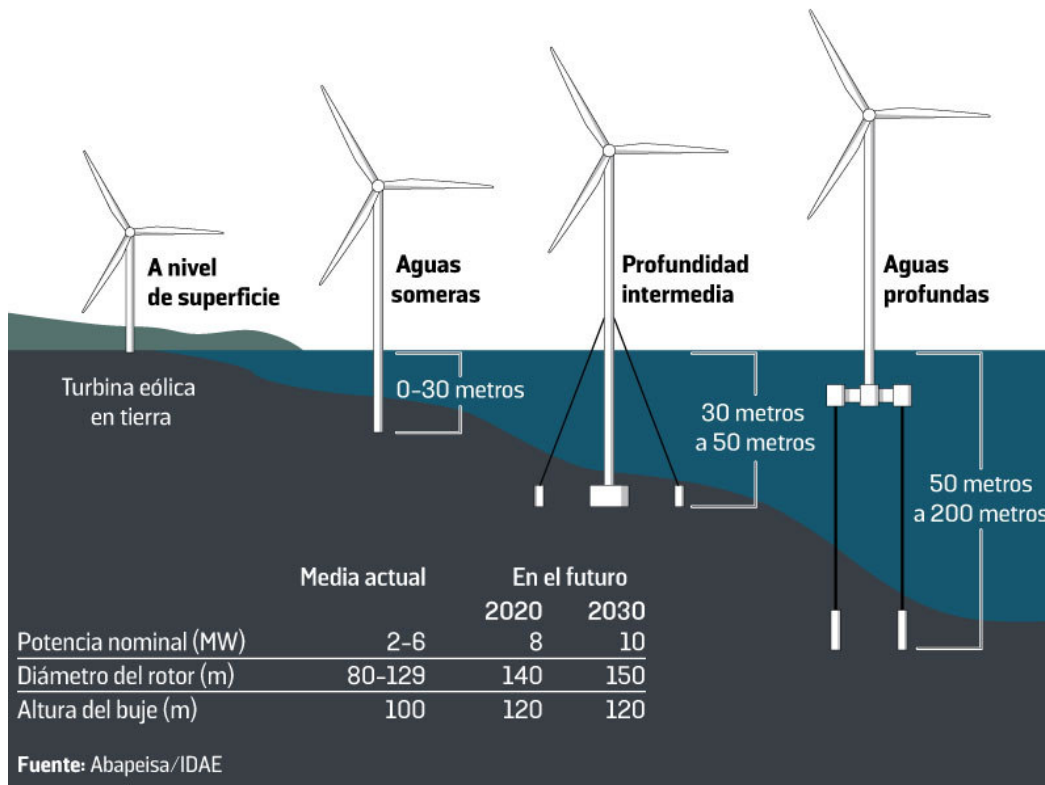


Gráfico 12 Evolución de la tecnología de la energía eólica(IDAE)

La tecnología eólica offshore está creciendo a buen ritmo en Europa, donde hasta 2014 se habían instalado 8.000MW, según la European Wind Energy Association, acumulando más de 2.000 turbinas instaladas. El objetivo es alcanzar 150.000MW de capacidad en 2030, llegando a cubrir el 14% del consumo energético y reduciendo la emisión de 315 millones de toneladas de CO2 al año.

Entre las empresas presentes en esta industria, destaca la alemana Siemens, fabricante de la mayoría de las turbinas del Reino Unido y Alemania. También cumplen un papel destacable E.ON y DONG Energy que se reparten los mercados danés y británico.

Los datos más actuales revelan que las inversiones de energía eólica marina en Europa se duplicaron en 2015 hasta los 13.300 millones de euros con un total de 3.019MW en nueva capacidad, según un informe emitido por European Wind Energy Association. Por lo que la capacidad total de energía eólica marina en Europa es ahora de 11.027MW.

En la siguiente gráfica se puede ver claramente un aumento desmesurado en la capacidad instalada entre el año 2014 y 2015.

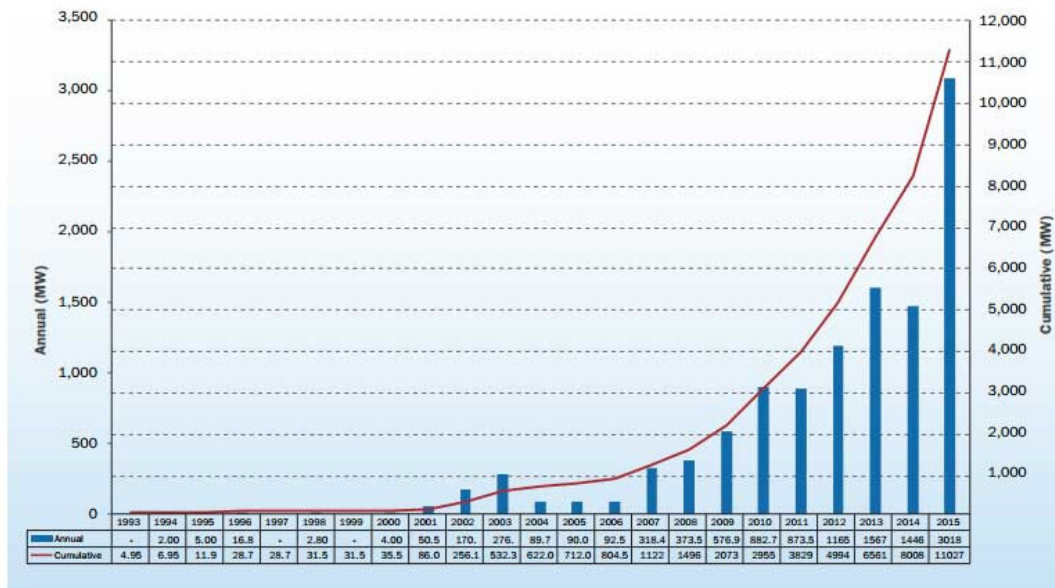


TABLE 3: NUMBER OF WIND FARMS WITH GRID-CONNECTED TURBINES, NO. OF TURBINES CONNECTED AND NO. OF MW FULLY CONNECTED TO THE GRID AT THE END OF 2015 PER COUNTRY.

Country	BE	DE	DK	ES	FI	IE	NL	NO	PT	SE	UK	Total
No. of farms	5	18	13	1	2	1	6	1	1	5	27	80
No. of turbines	182	792	513	1	9	7	184	1	1	86	1,454	3,230
Capacity installed (MW)	712	3,295	1,271	5	26	25	427	2	2	202	5,061	11,027

Gráfico 13 Número de instalaciones conectadas a la red anuales y acumuladas a finales de 2015 por país ("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.)

En 2015 Alemania, Países Bajos y Reino Unido conectaron a la red más de 3.000MW de potencia eólica marina. Siendo 2.282MG producidos por Alemania. En la actualidad, Reino Unido tiene la mayor cantidad de potencia instalada, 5.061MG, mientras que Alemania tiene 3.295MG.

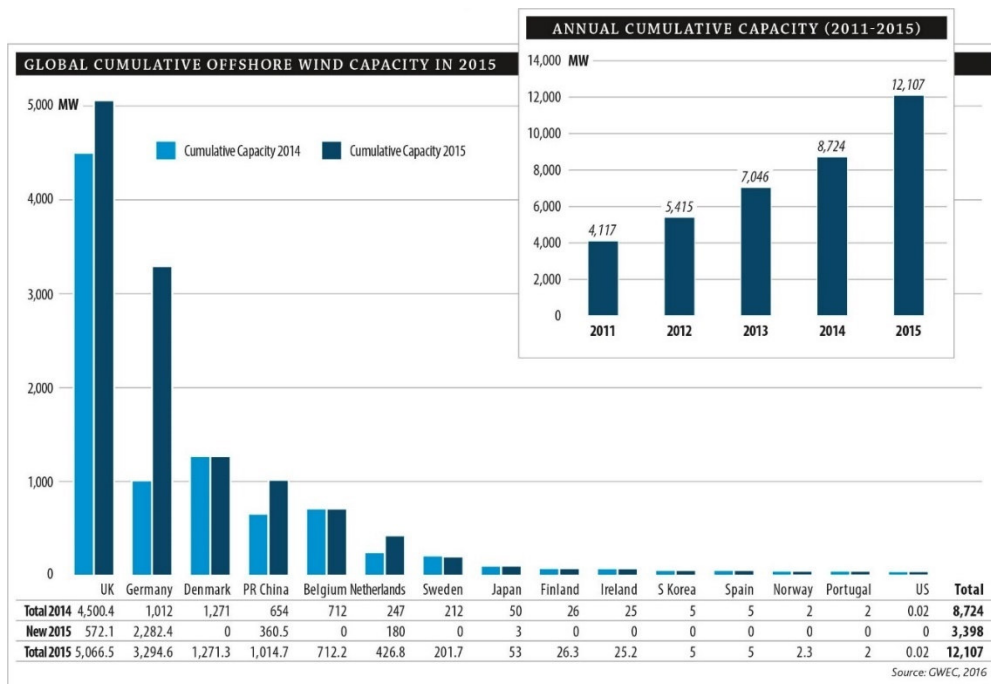


Gráfico 14 Instalaciones eólicas offshore acumuladas en 2015 ("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.)

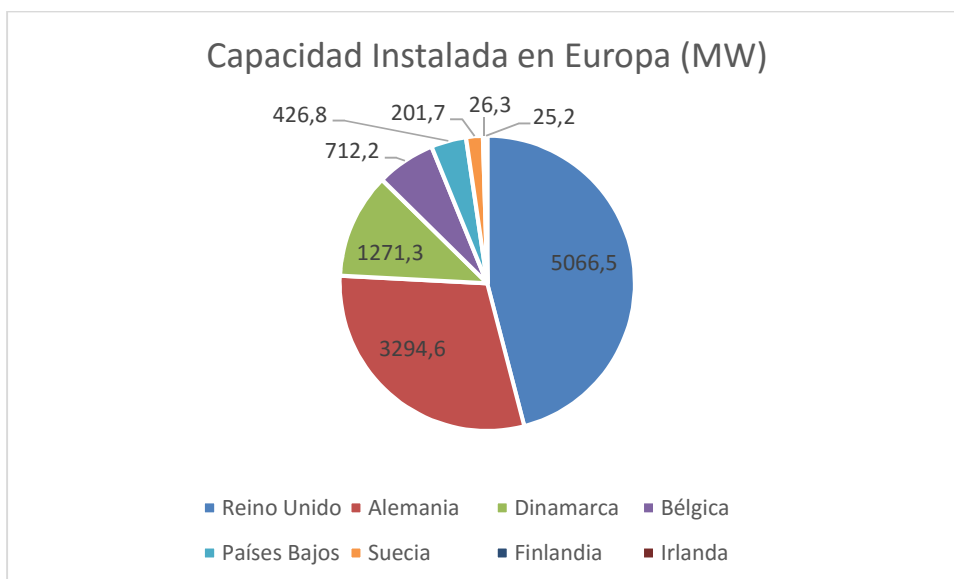


Gráfico 15 Capacidad instalada en Europa (MW) ("EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf," n.d.)

Estos países todavía están trabajando con seis proyectos más, cuya conexión a la red añadirá otro 15% de la capacidad instalada en alta mar para el sistema eléctrico europeo.

4.9. DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO

4.9.1. Ubicación

Como primer paso, se definirá el emplazamiento del parque eólico objeto de este trabajo. Este emplazamiento se situará en el litoral español. Se elegirá la ubicación dependiendo de las siguientes características:

- Vientos estables y de velocidad superior a 7,5 m/s a 80m de altura.
En la siguiente imagen se puede ver el mapa eólico de España donde aparece representada a velocidad media anual del viento a 80m de altura. Se observa que en toda la costa se superan los 6m/s de velocidad.



Ilustración 6 Mapa eólico de España, velocidad media anual a 80m de altura mayor que 6m/s ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

- Profundidad inferior a 50m
- Distancia a costa como mínimo de 8km
- Cercanía de puerto o ferrocarril
- Respeto al medio ambiente

Desarrollo

En la siguiente imagen aparece representada la zonificación ambiental para parques eólicos de la costa española (ya comentada), en la que se muestran las zonas aptas, no aptas y aptas con condiciones para construir estos parques.

ZONIFICACIÓN AMBIENTAL MARINA PARA PARQUES EÓLICOS - ESPAÑA -

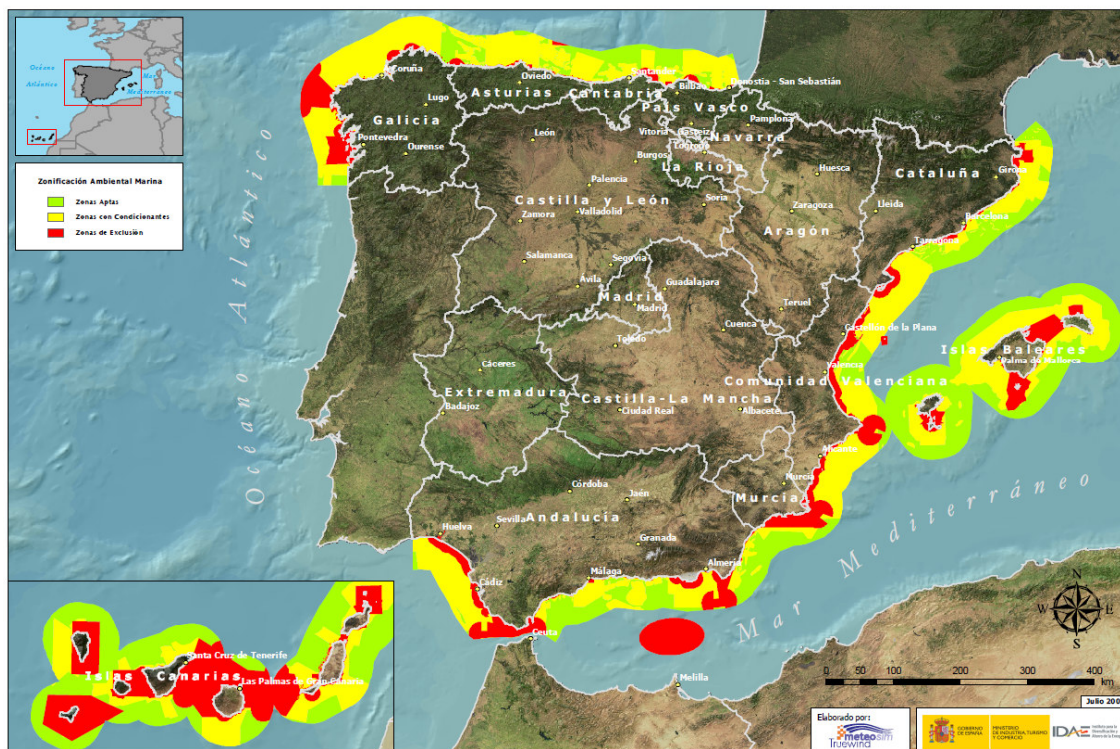


Ilustración 7 Zonificación ambiental marina para parques eólicos, España ("Plan de Energías Renovables 2011-2020," n.d.)

En este caso, se ha decidido que el emplazamiento del parque se realizará en las costas de la provincia de A Coruña.

MAPA EÓLICO DE GALICIA
Velocidad Media Anual a 80 m de altura

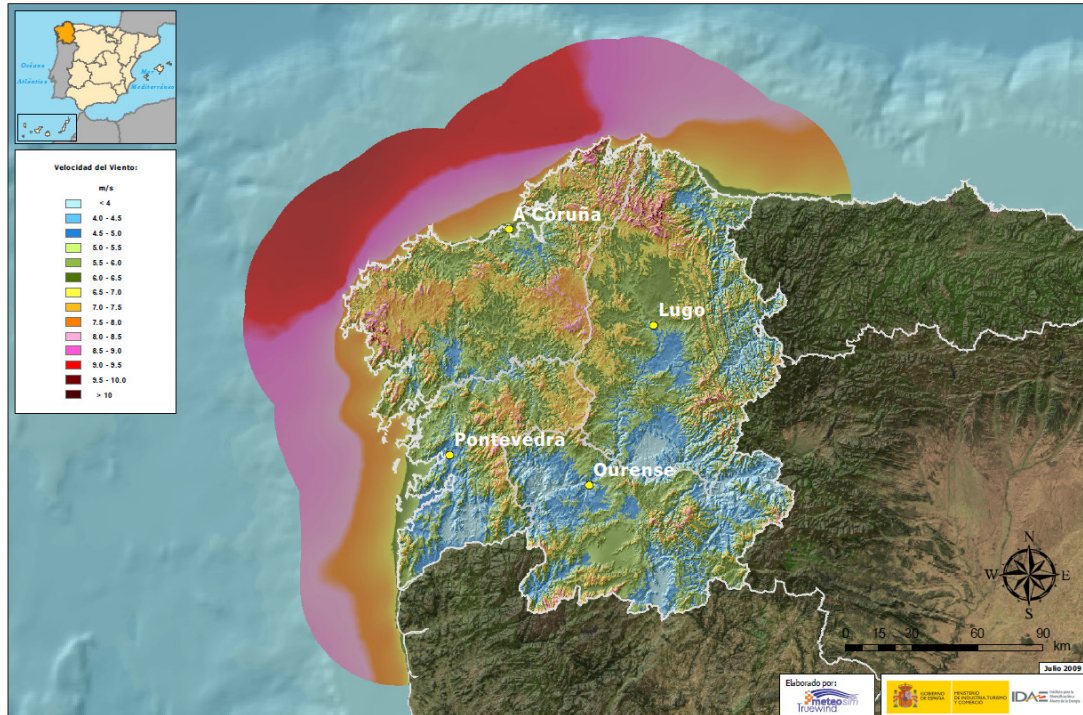


Ilustración 8 Mapa eólico de Galicia, velocidad media anual a m de altura ("IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España," n.d.)

MAPA EÓLICO DE GALICIA
Densidad de Potencia Media Anual a 80 m de altura

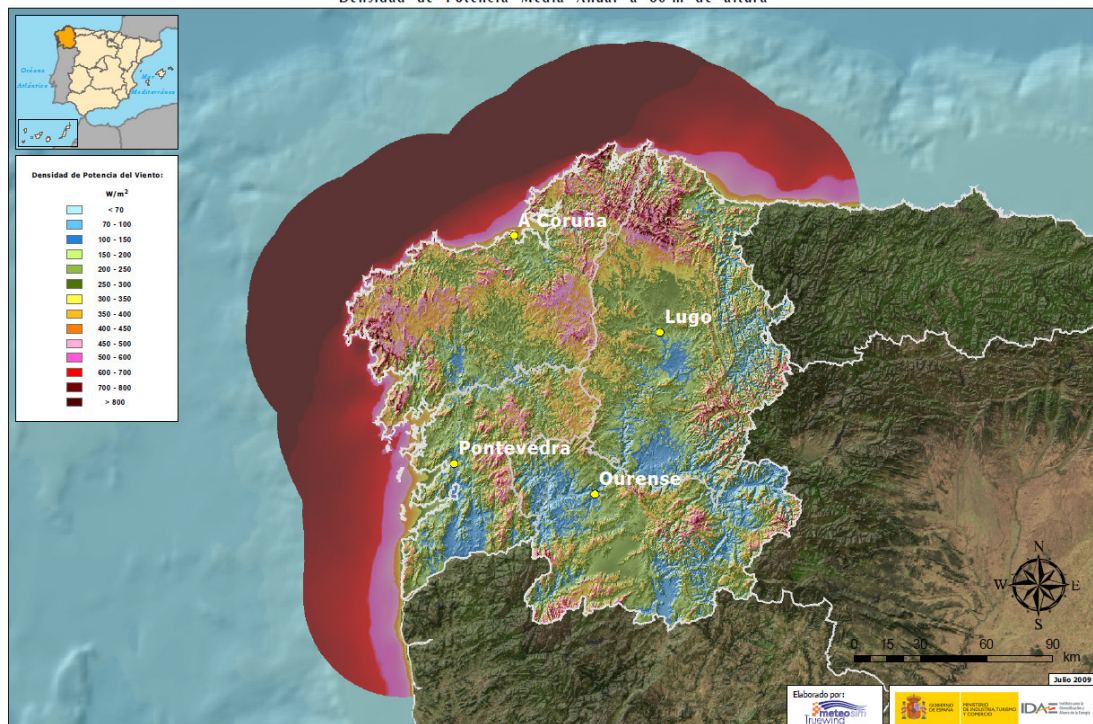


Ilustración 9 Mapa eólico de Galicia, densidad de potencia media anual a m de altura ("IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España," n.d.)

Desarrollo

Como se observa en los mapas, la velocidad media anual del viento supera los 7,5m/s en casi toda la costa de la provincia. En cuanto a la densidad de potencia, ésta debe ser superior a 400W/m² para considerar el recurso eólico "bueno" y superior a 700w/m² para considerarlo "muy bueno". En este caso, la densidad de potencia media anual a 80m de altura supera los 450-500W/m² en casi todo el territorio, por lo que cumple con los valores requeridos.



Ilustración 10 Mapa batimétrico de A Coruña (Felisa María Jover Couce, 2012)

No se debe olvidar la batimetría, ya que es un aspecto crítico para que se pueda llevar a cabo el proyecto. El emplazamiento deberá realizarse en una zona con profundidades inferiores a 50m puesto que la tecnología necesaria para poder colocar aerogeneradores en zonas de grandes profundidades (plataformas flotantes) todavía se encuentra en fases de desarrollo. Este requisito limita mucho el espacio disponible, ya que las costas españolas comienzan a presentar grandes profundidades a muy pocos kilómetros de la costa. Aun así, se ha podido seleccionar un emplazamiento válido para la implantación del parque a escasos 8km de la costa.

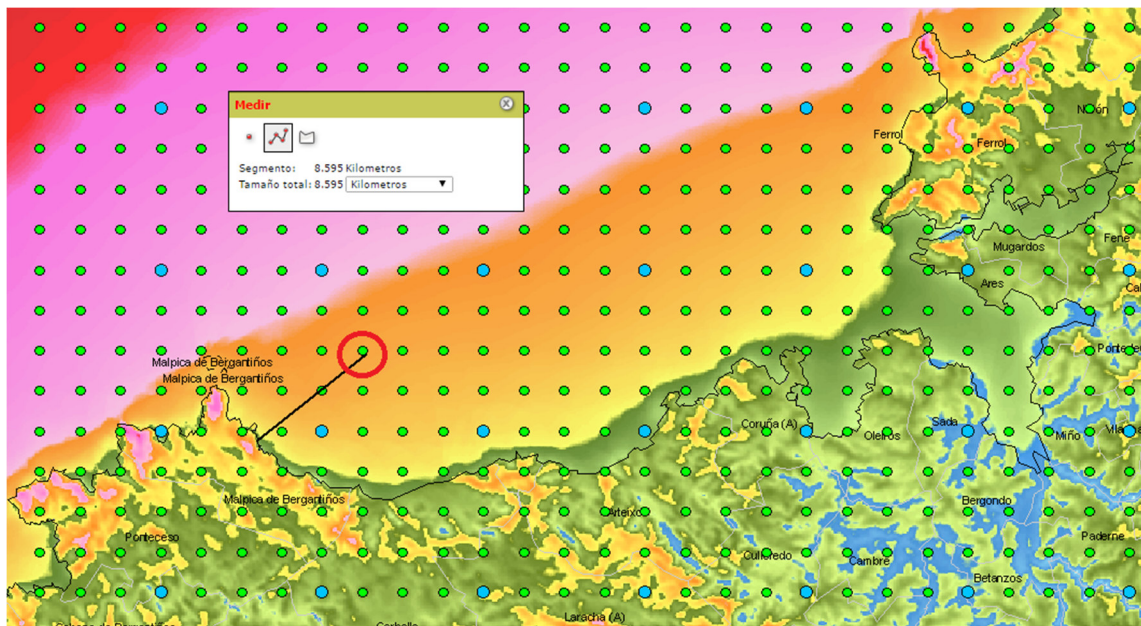


Ilustración 11 Localización del parque eólico en la costa de A Coruña ("IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España," n.d.)

En el mapa de la zonificación ambiental marina para parques eólicos se puede observar que se trata de una zona "apta con condiciones", lo que requerirá de un profundo análisis del impacto que el proyecto pudiera ocasionar en esta área del litoral.

Por otro lado, se dispone de diversos astilleros en la ría de Ferrol donde se pueden construir las plataformas de los aerogeneradores y facilitar su transporte hasta el emplazamiento seleccionado. Además, es destacable también que el puerto exterior de A Coruña se encuentra en la misma zona, instalación que será muy útil para la recepción del material necesario para la construcción del parque y demás operaciones logísticas y de mantenimiento.



Ilustración 12 Puerto exterior de A Coruña (Cabaleiro, 2011)

Cabe recordar que es necesario evacuar la energía producida mediante infraestructuras de la red eléctrica. La cuestión es que muchas de estas infraestructuras se encuentran saturadas y no permiten el transporte de energía adicional. Por este motivo, Red Eléctrica Española está desarrollando proyectos para aumentar la capacidad de transporte de esta red que se tendrán que tener en cuenta a la hora de realizar el emplazamiento del parque.

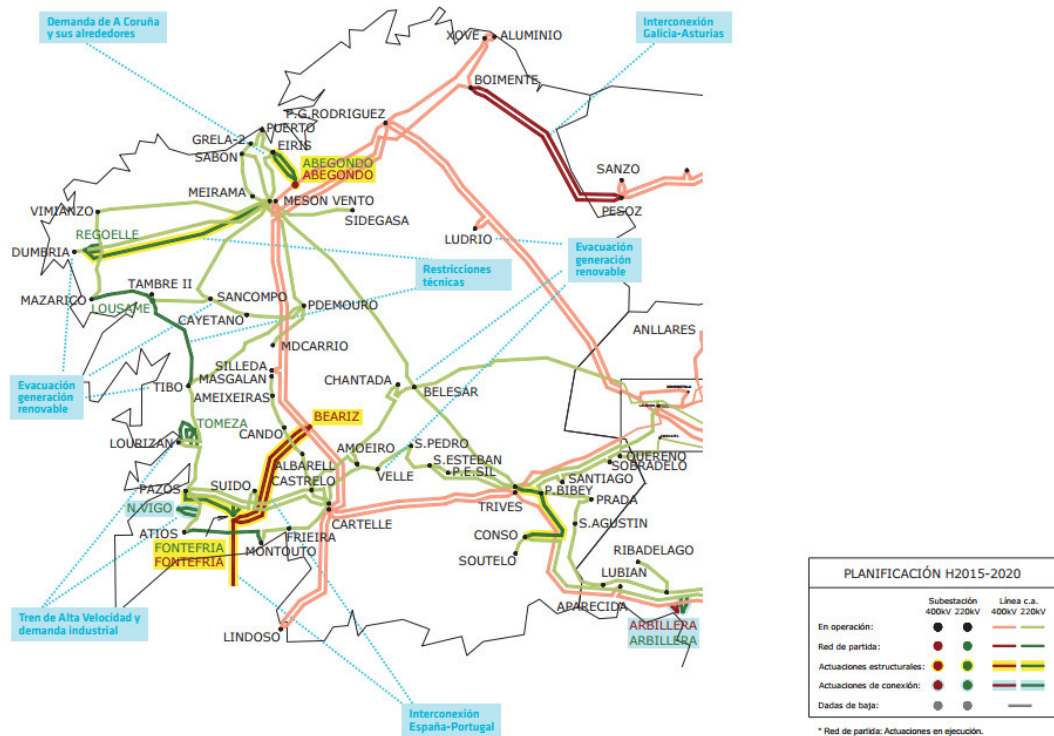


Ilustración 14 Planificación de la red de transporte de electricidad 2015-2020, Galicia ("Planificación y desarrollo de la red | Red Eléctrica de España," n.d.)

La planificación ideada por REE para aumentar la capacidad de la red en esta zona está diseñada para poder evacuar la energía generada en parques eléctricos offshore, por lo que hace que este emplazamiento resulte aún más atractivo y asegure su viabilidad en el futuro.

4.9.2. Componentes

4.9.2.1. Aerogeneradores

En cuanto a los aerogeneradores a utilizar en el parque objeto de este estudio, se ha decidido utilizar los aerogeneradores *Gamesa G132-5.0 MW* ya que permiten obtener la máxima producción en emplazamientos reducidos como es nuestro caso. Las especificaciones técnicas de este aerogenerador son las siguientes:

Tabla 7 Especificaciones técnicas del aerogenerador Gamesa G132 5.0 MW ("esp-tecnicas-5mw-esp.pdf," n.d.)

GAMESA G 132-5.0 MW

ROTOR	
DIÁMETRO	132 m
ÁREA DE BARRIDO	13.685 m ²
VELOCIDAD DE GIRO	490 rpm
PALAS	
NÚMERO DE PALAS	3
LONGITUD	64,5 m
TIPO	Enteriza
MATERIAL	Composite de matriz orgánica reforzado con fibra de vidrio/fibra de carbono
TORRE	
TIPO	Acero, híbrida u hormigón
ALTURA	95, 120, 140 m
MULTIPLICADORA	
TIPO	2 etapas planetarias
RATIO	1:41,405
GENERADOR	
TIPO	Generador síncrono de imanes permanentes con módulos independientes paralelos
POTENCIA NOMINAL	5.0 MW

Desarrollo

TENSIÓN	690 V AC
FRECUENCIA	50 Hz / 60 Hz
CLASE DE PROTECCIÓN	IP 54
FACTOR DE POTENCIA	0,95 CAP-0,95 IND (medición en los terminales de salida del generador, en el lado de baja tensión antes del transformador, a la tensión nominal de la red).



Ilustración 15 Aerogenerador G132 5.0 MW ("Gamesa / Productos y servicios / Aerogeneradores / Catálogo," n.d.)

4.9.2.2. Plataformas

Por otra parte, las plataformas elegidas son aquellas denominadas "jacket":

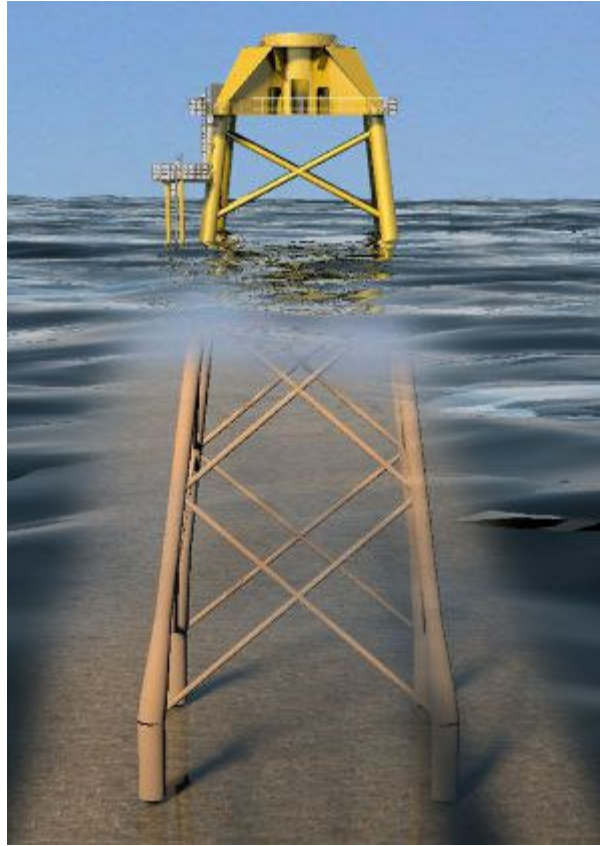


Ilustración 16 Plataforma jacket

Se han elegido estas plataformas debido a su gran flexibilidad y bajo peso (un 40-50% menor que el de las plataformas de monopilote).



Ilustración 17 Plataforma jacket en astillero (ocadizdigital, n.d.)

Desarrollo

Además, estas plataformas se podrían construir en los astilleros de la ría de Ferrol muy próximos al emplazamiento del parque, lo que supondría un ahorro sustancial de los costes de transporte.



Ilustración 18 Plataformas jacket en astillero ("Navantia fabrica cuatro «jackets» al mes y ultima las seis primeras," 2016)

4.9.3. Distribución del parque

La distribución de los aerogeneradores formaría un recinto rectangular:

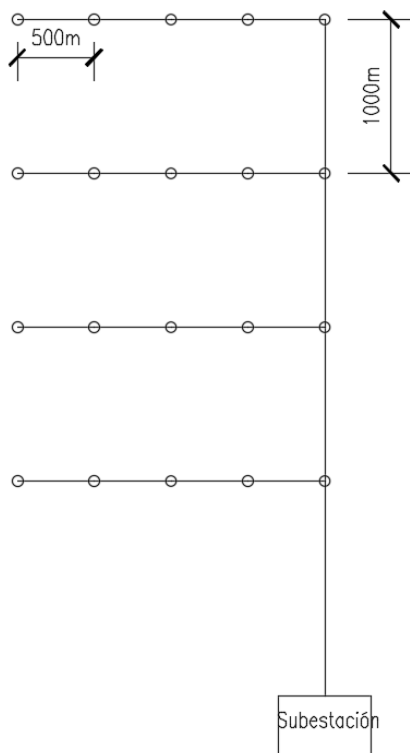


Ilustración 19 Distribución del parque eólico offshore

Los aerogeneradores estarán colocados en filas, perpendiculares a la dirección del viento predominante. En total, habrá 4 filas y en cada una habrá 5 aerogeneradores. Se mantendrá una separación de 500 metros entre cada máquina para evitar que las turbulencias provocadas en el viento por cada aerogenerador afecten al resto. Por esta misma razón, se mantendrá una separación entre las filas paralelas de 1000 metros. Por lo tanto, el parque (el recinto de los aerogeneradores, sin contar con la subestación) presentará unas dimensiones de 2km x 3km.

Finalmente, toda la energía producida por los aerogeneradores se llevará a la subestación de transformación donde se transformarán las tensiones para adecuarlas a los valores óptimos de consumo y transportes.



Ilustración 20 Subestación eléctrica (Revista eólica y del vehículo eléctrico, n.d.)

4.10. ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

4.10.1. Inversión inicial

Lo primero que se ha realizado es el cálculo de la inversión inicial necesaria para poder llevar a cabo el proyecto. Este cálculo se ha dividido en los siguientes apartados:

- Aerogeneradores
- Plataformas y sistemas de fondeo
- Sistemas de evacuación de energía y subestación
- Sistemas de abordó
- Documentación y proyectos

Con todo esto, la inversión inicial asciende a 229.77.995,64€. En la siguiente tabla aparecen las inversiones necesarias para cada apartado y la suma de la inversión total:

Tabla 8 Inversión inicial

INVERSIÓN INICIAL	
Aerogeneradores	136.527.160,00 €
Fondeo	8.563.405,64 €
Plataformas	33.633.340,00 €
Sistema evacuación	45.828.750,00 €
Sistemas de abordó	7.479.040,00 €
Documentación y proyectos	1.409.000,00 €
TOTAL, INVERSIÓN INICIAL	233.440.695,64 €



Gráfico 16 Inversión inicial

Se observa que los aerogeneradores suponen más de la mitad del total de la inversión (58%). Los sistemas de evacuación suponen un 20%, las plataformas un 14%, los sistemas de fondeo un 4%, los sistemas de abordó un 3% y la documentación un 1%.

A continuación, se expone el cálculo de la inversión necesaria para cada apartado.

4.10.1.1. Aerogeneradores

El precio aproximado de un aerogenerador de 5MW ronda entre los 4.000.000€ y los 5.000.000€. Se ha optado por suponer un precio de 5.000.000€, por lo que el coste total de los 20 aerogeneradores ascendería a 100.000.000€. Además, se han tenido en cuenta también los costes de instalación y transporte de cada aerogenerador.

Tabla 9 Coste aerogeneradores

	Potencia (MW)	Cantidad	Potencia Total	Coste Unitario	Coste Total
Aerogeneradores	5	20	100	5.000.000,00 €	100.000.000,00 €
Transporte		20		540.000,00€	10.800.000,00 €
Instalación		20		1.286.358,00 €	25.727.160,00 €
TOTAL, AEROGENERADORES					136.527.160,00 €

4.10.1.2. Plataformas y sistemas de fondeo

Los costes relativos a los sistemas de fondeo incluyen:

- Cuatro perforaciones de 10 metros de profundidad para cada plataforma
- Los costes del transporte relacionados a las actividades de fondeo
- Los costes de los operarios necesarios para llevar a cabo las actividades de fondeo

Tabla 10 Coste de los sistemas de fondeo

Sistemas de fondeo		Coste Unitario	Coste Total
Preparación del terreno (40m)	40	5.450,00 €	218.000,00 €
Obtención del anclaje			24.216,45 €
Materia prima			11.822,10 €
Mano de Obra (40h)	40	60,00 €	2.400,00 €
Soldadura			536,67 €
Galvanizado			9.457,68 €
Instalación de anclajes			138.880,00 €
8 operarios (8h/día)		15,00 €	960,00 €
4 semanas			26.880,00 €
Embarcación		4.000,00 €	4.000,00 €
4 semanas			112.000,00 €
Gastos Generales (8%)			3.240,17 €
Coste Total			384.336,62 €
Beneficio 10%			38.433,66 €
Ingeniería (300h)		18,00 €	5.400,00 €
Presupuesto por plataforma			428.170,28 €
Presupuesto fondeo para todas las plataformas			8.563.405,64 €

En cuanto a los costes de las plataformas, se ha supuesto que cada plataforma cuesta 1.500.000€, por lo tanto, las veinte plataformas ascenderían a una suma de 30.000.000€. También se han incluido los costes de transporte e instalación de las mismas.

Tabla 11 Coste de las plataformas

	Cantidad	Precio Unidad	Precio Total
Plataformas	20	1.500.000,00 €	30.000.000,00 €
Transporte		91.667,00 €	1.833.340,00 €
Instalación		90.000,00 €	1.800.000,00 €
TOTAL, PLATAFORMAS			33.633.340,00 €

4.10.1.3. *Sistemas de evacuación de energía y subestación.*

Se incluyen los costes de los cables de transporte de energía, tanto los cables que transportan la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación, como el cable que lleva la energía desde la subestación hasta la red nacional. También se incluyen los costes de los trabajos relacionados al tendido de los cables (ingeniería, transporte, tendido, pruebas y arranque).

El coste de la subestación se ha supuesto de 31.000.000€.

Tabla 12 Costes de los sistemas de evacuación de energía y de la subestación eléctrica

	Precio Unitario	Precio Total
Sistema de evacuación energía eléctrica		
Cable de 5MW	150,00 €	1.650.000,00 €
Longitud líneas hasta subestación (m)	11000	
Longitud línea a costa (m)	8595	
Cable de 100 MW	250,00 €	2.148.750,00 €
Ingeniería cable		430.000,00 €
Carga, transporte y entrega cable		5.000.000,00 €
Tendido cable		5.000.000,00 €
Arranque y pruebas		600.000,00 €
Coste total sistema evacuación		14.828.750,00 €
	Coste unitario	Coste total
Subestación flotante		31.000.000,00 €

4.10.1.4. *Sistemas de abordó*

Los sistemas de abordó incluyen:

- Sistemas de lastre (6 bombas por plataforma)
- Sistemas de señales y comunicaciones
- Sistemas contra incendios
- Sistema de emergencia
- Protección catódica
- Pinturas

Tabla 13 Costes de los sistemas de abordó

Sistema de abordó	Coste unitario	Coste total
Sistema de lastre (6 bombas por plataformas)	18.667,00 €	2.240.040,00 €
Sistema de señales y comunicaciones	35.500,00 €	710.000,00 €
Sistema contra incendios		1.440.000,00 €
Sistema de emergencia	85.500,00 €	1.710.000,00 €
Protección catódica		2.534.000,00 €
Pinturas		555.000,00 €
TOTAL, sistemas de abordó		7.479.040,00 €

4.10.1.5. Documentación y proyectos

Se contemplan todos los procedimientos necesarios para llevar a cabo el proyecto:

- Proyecto
- Estudio geotécnico
- Diseño de las cimentaciones
- Dirección facultativa
- Seguridad y salud
- Control de calidad
- Documentación
- Revegetación de la zona

Tabla 14 Costes relativos a la documentación y proyectos

Documentación y proyectos	Coste total
Proyecto	325.000,00 €
Estudio Geotécnico	343.000,00 €
Diseño de cimentaciones	75.000,00 €
Dirección facultativa	360.000,00 €
Seguridad y salud	60.000,00 €
Control de Calidad	87.000,00 €
Documentación	57.000,00 €
Revegetación	102.000,00 €
TOTAL, documentación y proyectos	1.409.000,00 €

4.10.2. Amortizaciones

Las amortizaciones del inmovilizado se han realizado conforme la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades. Para calcular estas amortizaciones se ha aplicado el coeficiente lineal máximo anualmente de forma fija.

Tabla 15 Amortizaciones del activo fijo

AMORTIZACIONES DEL ACTIVO FIJO												
	Inversión	Periodo de años máximo	Tipo de amortización	Año 1	Valor residual	Año 2	Valor residual	Año 3	Valor residual	Año 4	Valor residual	
Aerogeneradores	100.000.000,00 €	30	7%	7.000.000,00 €	93.000.000,00 €	7.000.000,00 €	86.000.000,00 €	7.000.000,00 €	79.000.000,00 €	7.000.000,00 €	72.000.000,00 €	
Subestación	31.000.000,00 €	40	5%	1.550.000,00 €	29.450.000,00 €	1.550.000,00 €	27.900.000,00 €	1.550.000,00 €	26.350.000,00 €	1.550.000,00 €	24.800.000,00 €	
Plataformas	30.000.000,00 €	30	7%	2.100.000,00 €	27.900.000,00 €	2.100.000,00 €	25.800.000,00 €	2.100.000,00 €	23.700.000,00 €	2.100.000,00 €	21.600.000,00 €	
Líneas de fondo	254.038,55 €	30	7%	17.782,70 €	236.255,85 €	17.782,70 €	218.473,15 €	17.782,70 €	200.690,45 €	17.782,70 €	182.907,76 €	
Sistemas de Lastre	2.240.040,00 €	30	7%	156.802,80 €	2.083.237,20 €	156.802,80 €	1.926.434,40 €	156.802,80 €	1.769.631,60 €	156.802,80 €	1.612.828,80 €	
Tratamiento de pintura anticorrosión	555.000,00 €	30	7%	38.850,00 €	516.150,00 €	38.850,00 €	477.300,00 €	38.850,00 €	438.450,00 €	38.850,00 €	399.600,00 €	
Protección catódica	2.534.000,00 €	30	7%	177.380,00 €	2.356.620,00 €	177.380,00 €	2.179.240,00 €	177.380,00 €	2.001.860,00 €	177.380,00 €	1.824.480,00 €	
Sistema de señales y comunicaciones	2.420.000,00 €	6	33%	798.600,00 €	1.621.400,00 €	798.600,00 €	822.800,00 €	798.600,00 €	24.200,00 €	24.200,00 €	- €	
Instalación eléctrica	3.798.750,00 €	30	7%	265.912,50 €	3.532.837,50 €	265.912,50 €	3.266.925,00 €	265.912,50 €	3.001.012,50 €	265.912,50 €	2.735.100,00 €	
Instalación contra incendios	1.440.000,00 €	20	10%	144.000,00 €	1.296.000,00 €	144.000,00 €	1.152.000,00 €	144.000,00 €	1.008.000,00 €	144.000,00 €	864.000,00 €	
Total amortización				12.249.328,00 €		12.249.328,00 €		12.249.328,00 €		11.474.928,00 €		

Tabla 16 Amortizaciones del activo fijo 2

Año 5	Valor residual	Año 6	Valor residual	Año 7	Valor residual	Año 8	Valor residual	Año 9	Valor residual	Año 10	Valor residual
7.000.000,00 €	65.000.000,00 €	7.000.000,00 €	58.000.000,00 €	7.000.000,00 €	51.000.000,00 €	7.000.000,00 €	44.000.000,00 €	7.000.000,00 €	37.000.000,00 €	7.000.000,00 €	30.000.000,00 €
1.550.000,00 €	23.250.000,00 €	1.550.000,00 €	21.700.000,00 €	1.550.000,00 €	20.150.000,00 €	1.550.000,00 €	18.600.000,00 €	1.550.000,00 €	17.050.000,00 €	1.550.000,00 €	15.500.000,00 €
2.100.000,00 €	19.500.000,00 €	2.100.000,00 €	17.400.000,00 €	2.100.000,00 €	15.300.000,00 €	2.100.000,00 €	13.200.000,00 €	2.100.000,00 €	11.100.000,00 €	2.100.000,00 €	9.000.000,00 €
17.782,70 €	165.125,06 €	17.782,70 €	147.342,36 €	17.782,70 €	129.559,66 €	17.782,70 €	111.776,96 €	17.782,70 €	93.994,26 €	17.782,70 €	76.211,57 €
156.802,80 €	1.456.026,00 €	156.802,80 €	1.299.223,20 €	156.802,80 €	1.142.420,40 €	156.802,80 €	985.617,60 €	156.802,80 €	828.814,80 €	156.802,80 €	672.012,00 €
38.850,00 €	360.750,00 €	38.850,00 €	321.900,00 €	38.850,00 €	283.050,00 €	38.850,00 €	244.200,00 €	38.850,00 €	205.350,00 €	38.850,00 €	166.500,00 €
177.380,00 €	1.647.100,00 €	177.380,00 €	1.469.720,00 €	177.380,00 €	1.292.340,00 €	177.380,00 €	1.114.960,00 €	177.380,00 €	937.580,00 €	177.380,00 €	760.200,00 €
- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
265.912,50 €	2.469.187,50 €	265.912,50 €	2.203.275,00 €	265.912,50 €	1.937.362,50 €	265.912,50 €	1.671.450,00 €	265.912,50 €	1.405.537,50 €	265.912,50 €	1.139.625,00 €
144.000,00 €	720.000,00 €	144.000,00 €	576.000,00 €	144.000,00 €	432.000,00 €	144.000,00 €	288.000,00 €	144.000,00 €	144.000,00 €	144.000,00 €	- €
11.450.728,00 €		11.450.728,00 €		11.450.728,00 €		11.450.728,00 €		11.450.728,00 €		11.450.728,00 €	

Tabla 17 Amortizaciones del activo fijo 3

AMORTIZACIONES DEL ACTIVO FIJO												
	Inversión	Periodo de años máximo	Tipo de amortización	Año 11	Valor residual	Año 12	Valor residual	Año 13	Valor residual	Año 14	Valor residual	
Aerogeneradores	100.000.000,00 €	30,00 €	7%	7.000.000,00 €	23.000.000,00 €	7.000.000,00 €	16.000.000,00 €	7.000.000,00 €	9.000.000,00 €	7.000.000,00 €	2.000.000,00 €	
Subestación	31.000.000,00 €	40	5%	1.550.000,00 €	13.950.000,00 €	1.550.000,00 €	12.400.000,00 €	1.550.000,00 €	10.850.000,00 €	1.550.000,00 €	9.300.000,00 €	
Plataformas	30.000.000,00 €	30,00 €	7%	2.100.000,00 €	6.900.000,00 €	2.100.000,00 €	4.800.000,00 €	2.100.000,00 €	2.700.000,00 €	2.100.000,00 €	600.000,00 €	
Líneas de fondo	254.038,55 €	30	7%	17.782,70 €	58.428,87 €	17.782,70 €	40.646,17 €	17.782,70 €	22.863,47 €	17.782,70 €	5.080,77 €	
Sistemas de Lastre	2.240.040,00 €	30	7%	156.802,80 €	515.209,20 €	156.802,80 €	358.406,40 €	156.802,80 €	201.603,60 €	156.802,80 €	44.800,80 €	
Tratamiento de pintura anticorrosión	555.000,00 €	30	7%	38.850,00 €	127.650,00 €	38.850,00 €	88.800,00 €	38.850,00 €	49.950,00 €	38.850,00 €	11.100,00 €	
Protección catódica	2.534.000,00 €	30	7%	177.380,00 €	582.820,00 €	177.380,00 €	405.440,00 €	177.380,00 €	228.060,00 €	177.380,00 €	50.680,00 €	
Sistema de señales y comunicaciones	2.420.000,00 €	6	33%	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	
Instalación eléctrica	3.798.750,00 €	30	7%	265.912,50 €	873.712,50 €	265.912,50 €	607.800,00 €	265.912,50 €	341.887,50 €	265.912,50 €	75.975,00 €	
Instalación contra incendios	1.440.000,00 €	20	10%	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	
Total amortización				11.306.728,00 €		11.306.728,00 €		11.306.728,00 €		11.306.728,00 €		

Desarrollo

Tabla 18 Amortizaciones del activo fijo 4

Año 15	Valor residual	Año 16	Valor residual	Año 17	Valor residual	Año 18	Valor residual	Año 19	Valor residual	Año 20	Valor residual
2.000.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
1.550.000,00 €	7.750.000,00 €	1.550.000,00 €	6.200.000,00 €	1.550.000,00 €	4.650.000,00 €	1.550.000,00 €	3.100.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	- €
600.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
5.080,77 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
44.800,80 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
11.100,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
50.680,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
75.975,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
4.337.636,57 €		1.550.000,00 €		1.550.000,00 €		1.550.000,00 €		1.550.000,00 €		1.550.000,00 €	

4.10.3. Costes

A la hora de calcular los gastos del proyecto, se han visualizado tanto los gastos fijos como los variables:

- **Mantenimiento:** a la hora de contratar el mantenimiento, se han contemplado dos opciones, la primera sería pagar un precio fijo por MW producido (7€/MW producido) y la segunda sería negociar una cuota fija anual. Al final se ha optado por la primera opción porque podemos controlar en cierta manera los gastos de mantenimiento, pudiendo parar los aerogeneradores para ahorrar costes.
- **Seguros**
- **Concesiones administrativas:** gastos efectuados para la obtención de derechos de explotación de los terrenos de emplazamiento del parque otorgados por el Estado u otras Administraciones públicas.
- **Alquiler de barcos y helicópteros:** necesarios para la realización de los trabajos en el parque.
- **Gastos generales:** todos los gastos necesarios para la realización de la actividad.

También se han contemplado como costes los impuestos y tasas a pagar relativos a la implantación de un parque eólico:

- **Impuestos de generación eléctrica:** se aplica una tasa del 7% a la producción de energía.
- **ICIO:** Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras. Se aplica una tasa del 4% a la inversión total y se paga una sola vez al inicio de la actividad.
- **IBI:** Impuesto sobre bienes inmuebles. Es una tasa que se paga anualmente y que se aplica sobre el valor catastral del inmueble. El Gobierno central establece la horquilla de porcentajes para este incremento, que actualmente está entre el 0,4% y el 1,3% del valor catastral. En este caso se ha aplicado una tasa del 0,4%.
- **Canon eólico:** según la ley 8/2009 por la que se regula el aprovechamiento eólico en Galicia, se debe aplicar una tasa de 5.900€ por unidad de aerogenerador a parques eólicos que dispongan de más de 15 aerogeneradores.

4.10.4. Ingresos

4.10.4.1. Producción

Para calcular los MW producidos por el parque se ha utilizado el atlas eólico del IDEA. Esta aplicación permite calcular los MW producidos en el emplazamiento seleccionado, para ello, tenemos que introducir los valores de la curva de potencia del aerogenerador seleccionado. Esta curva de potencia muestra los valores de los MW producidos dependiendo de la velocidad del viento.

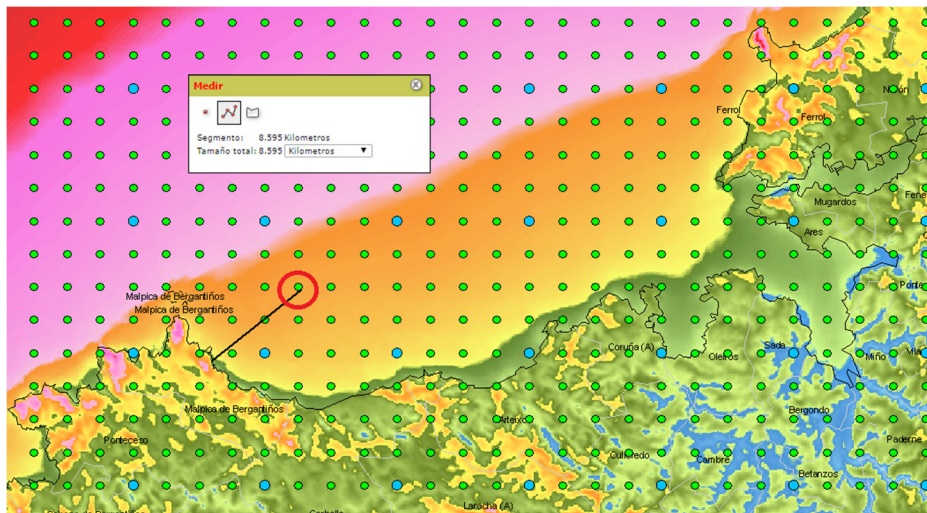


Gráfico 17 Localización del parque eólico offshore ("IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España," n.d.)

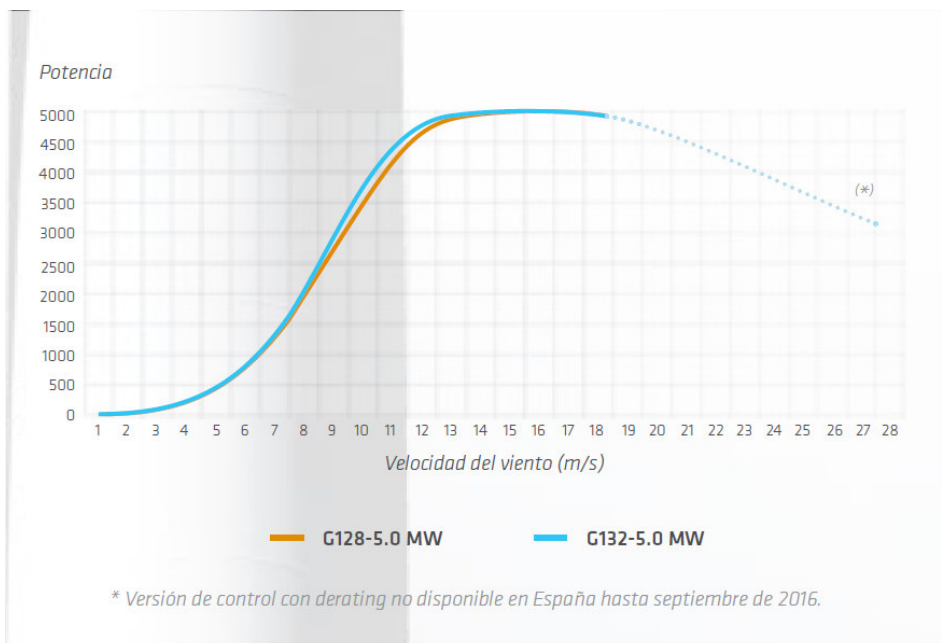


Gráfico 18 Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G132-5.0 MW ("esp-tecnicas-5mw-esp.pdf," n.d.)

En la curva de potencia del aerogenerador seleccionado (G132-5.0 MW) se observa como sube la producción a medida que aumenta la velocidad del viento hasta alcanzar los 5 MW. También se puede apreciar que a partir de los 15 m/s aproximadamente, la producción va disminuyendo progresivamente. Por este motivo, no interesa mantener los aerogeneradores en funcionamiento cuando hay viento a altas velocidades, ya que la producción disminuye y las probabilidades de sufrir una avería aumentan considerablemente.

Información

Cálculo horas equivalentes

Coordenadas UTM(m): 35741,4818070
 Elevación (m): 0
 Rugosidad (m): 0.001 | Weibull C (m/s): 8.62 | Weibull K (m/s): 1.889

Pérdidas (%):

Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)	Velocidad (m/s)	Producción (kW)
1	0	11	4400	21	4500
2	50	12	4750	22	4250
3	100	13	4900	23	4125
4	250	14	5000	24	3800
5	500	15	5000	25	3750
6	750	16	5000	26	3500
7	1250	17	5000	27	3250
8	2000	18	4900	28	3000
9	3000	19	4800	29	2700
10	3750	20	4700	30	2400

Producción bruta (MWh/año)
 Producción neta (MWh/año)

Ilustración 21 Producción de un aerogenerador en la localización seleccionada ("IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España," n.d.)

Una vez introducidos los datos de producción del aerogenerador en el emplazamiento seleccionado, la aplicación calcula la producción dependiendo de las velocidades del viento a 80m de altura. A esta producción bruta, le aplicamos un porcentaje de pérdidas del 0,12% para calcular la producción neta.

Tabla 19 Producción por aerogenerador y producción total del parque (MWh/año)

Producción por aerogenerador	MWh/año
Producción bruta	17.846
Producción neta 0,12% pérdidas	17824,51145
Producción total del parque	MWh/año

Producción bruta	356918,5312
Producción neta 0,12% pérdidas	356490,229

Por lo tanto, el parque objeto de estudio producirá anualmente 356.490,229 MWh

4.10.4.2. Ingresos

Para calcular los ingresos, se ha comenzado calculando los precios de la energía para los años de actividad del parque. Estos precios se han calculado aplicando una línea de tendencia a los precios reales del MW/h aplicados desde 2009 hasta el 30 de abril de 2016. Se ha elegido aplicar una línea de tendencia logarítmica porque es la que más se adapta a los datos, y se ha extrapolado hacia adelante para poder obtener precios aproximados de la energía para los años de actividad del parque. De esta manera, se han obtenido los siguientes precios medios anuales en €/MWh:

Tabla 20 Precio medio anual €/MWh

	Precio medio anual €/MWh
2009	36,78005023
2010	37,166379
2011	49,870629
2012	47,3760742
2013	44,1591016
2014	42,2929863
2015	50,22940411
2016	40,15894945
2017	45,87006162
2018	46,11847153
2019	46,34196432
2020	46,53976564
2021	46,73123241
2022	46,8976899
2023	47,05718462
2024	47,20603434
2025	47,34557197
2026	47,47689468
2027	47,60091642
2028	47,7184066
2029	47,83001904
2030	47,93631402
2031	48,03777534
2032	48,13482363

2033	48,23333751
2034	48,31711887
2035	48,40296565
2036	48,48563217
2037	48,56534569
2038	48,64230995
2039	48,7167083
2040	48,78870634
2041	48,85845413

Multiplicando estos precios por la producción anual, se obtienen los ingresos netos, pero a estos ingresos hay que restarles las retribuciones a OMIE y a REE.

- OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) se encarga de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado.

Retribución: potencia instalada x 22% x 8,75 (comisión de retribución para la eólica según RD 485/2009).

- REE (Red Eléctrica España) se encarga de asegurar el correcto funcionamiento del sistema de suministro eléctrico y garantizar en todo momento la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica.

Retribución: potencia instalada x 22% x 38,43 (comisión de retribución REE para la eólica según orden IET/843/2012).

4.10.5. Financiación

Por el tipo de actividad, los riesgos económicos y civiles asociados y las elevadas inversiones necesarias, se decide constituir una Sociedad Anónima. Los criterios que definen esta forma jurídica son:

- Es una sociedad mercantil cuyo capital está dividido en acciones.
- Los socios pueden vender libremente sus acciones y la sociedad puede cotizar en bolsa.
- La responsabilidad de los socios es limitada, por lo que se protege su patrimonio personal.
- El capital mínimo necesario para la constitución de la sociedad es de 60.000€, teniendo que desembolsar al menos el 25% en el momento de la creación.
- En cuanto a la fiscalidad, la sociedad anónima está sujeta al impuesto sobre Sociedades.

Tabla 21 Características de la Sociedad Anónima

Denominación	COMPAÑÍA PRODUCTORA DE ENERGÍA
Situación de la empresa	En actividad comercial
CIF/NIF	xxxxxxxxxx
Domicilio Social	CP-0503, 20, 15142 Arteixo, La Coruña
Objeto Social	Promoción, construcción, gestión y explotación de instalaciones de generación de energías renovables como la eólica, cogeneraciones y otras.
Forma Jurídica	Sociedad Limitada
Actividad CNAE	3518 Producción de energía eléctrica de origen eólico

El capital aportado por la sociedad ascenderá al 50% del total de la inversión, siendo el 50% restante obtenido mediante financiación externa.

Tabla 22 Inversión total y capital prestado

TOTAL INVERSIÓN	233.440.695,64 €
Capital prestado	116.720.347,82€

Se han contemplado dos posibles opciones para conseguir la financiación externa necesaria para la realización del proyecto.

La primera opción sería la de solicitar un préstamo a una entidad financiera. Se solicitaría un préstamo con un sistema de amortización de cuotas constantes, que presente las siguientes características:

Tabla 23 Características del préstamo

Capital prestado	116.720.347,82€
Nº de años	15
Fracción del año	12
Tipo de interés	TAE 3%
Periodos de pago	180

Cuota 648.446,38 €

Las condiciones del préstamo influyen considerablemente en los resultados de la explotación (como se verá a continuación).

Con todo esto, los intereses del préstamo ascenderían a:

Tabla 24 Intereses totales y total del capital a devolver

TOTAL INTERESES	26.051.679,84 €
Total (capital prestado + intereses)	142.772.027,66 €

El desglose anual de los intereses y de la cuota de amortización del préstamo viene representado en la siguiente tabla:

Tabla 25 Desglose anual de los intereses y de la cuota de amortización del préstamo

Año	Intereses	Cuota de Amortización
1	3.348.816,30 €	7.781.356,52 €
2	3.118.525,21 €	7.781.356,52 €
3	2.888.234,12 €	7.781.356,52 €
4	2.657.943,03 €	7.781.356,52 €
5	2.427.651,93 €	7.781.356,52 €
6	2.197.360,84 €	7.781.356,52 €
7	1.967.069,75 €	7.781.356,52 €
8	1.736.778,66 €	7.781.356,52 €
9	1.506.487,56 €	7.781.356,52 €
10	1.276.196,47 €	7.781.356,52 €
11	1.045.905,38 €	7.781.356,52 €
12	815.614,29 €	7.781.356,52 €
13	585.323,19 €	7.781.356,52 €
14	355.032,10 €	7.781.356,52 €
15	124.741,01 €	7.781.356,52 €
TOTAL	26.051.679,84 €	116.720.347,82 €

La segunda opción de financiación sería la de recurrir a un fondo de inversión internacional. Estos fondos reúnen el dinero necesario para la realización de proyectos mediante aportes de un grupo de personas que invierten su capital en búsqueda de rentabilidad, además, cuentan con una entidad que se encarga de su gestión y administración.

En este caso, para poder financiar el proyecto, se ha optado por la primera opción, es decir, por el préstamo bancario, ya que resulta más sencillo. Pero en caso de que

Desarrollo

ninguna entidad financiera pudiera financiar el proyecto, los fondos de inversiones internacionales sería una buena alternativa.

4.10.6. Cuenta de explotación

Tabla 26 Cuenta de explotación

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Energía MW/año		356.490,23 €	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229
Precio €/MWh		40,16 €	45,87 €	46,12 €	46,34 €	46,54 €	46,73 €	46,90 €	47,06 €	47,21 €	47,35 €	47,48 €
OMIE(Pot.Inst*22%*8,75*12)		2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €
REE(Pot.Inst*22%*38,43*12)		10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €
Ingresos		14.303.817,56 €	16.339.773,25 €	16.428.328,95 €	16.508.001,95 €	16.578.516,19 €	16.646.772,22 €	16.706.112,69 €	16.762.971,00 €	16.816.034,47 €	16.865.778,27 €	16.912.593,54 €
Inversión inicial	-	116.720.347,82 €										
Gastos operativos												
Gastos de mantenimiento		2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €
Seguros		300.000,00 €	303.000,00 €	306.030,00 €	309.090,30 €	312.181,20 €	315.303,02 €	318.456,05 €	321.640,61 €	324.857,01 €	328.105,58 €	331.386,64 €
Concesiones administrativas - Terreno		150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €
Barcos		424.000,00 €	430.360,00 €	436.815,40 €	443.367,63 €	450.018,15 €	456.768,42 €	463.619,94 €	470.574,24 €	477.632,86 €	484.797,35 €	492.069,31 €
Administrativos		250.000,00 €	253.750,00 €	257.556,25 €	261.419,59 €	265.340,89 €	269.321,00 €	273.360,82 €	277.461,23 €	281.623,15 €	285.847,49 €	290.135,21 €
Generales		100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €
Impuestos y tasas												
Impuesto de generación		1.002.139,12 €	1.144.656,01 €	1.150.854,91 €	1.156.432,02 €	1.161.368,02 €	1.166.145,94 €	1.170.299,77 €	1.174.279,86 €	1.177.994,30 €	1.181.476,37 €	1.184.753,43 €
ICIO		9.337.627,83 €										
IBI		933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €
Canon eólico		118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €
AMORTIZACIONES		12.249.328,00 €	12.249.328,00 €	12.249.328,00 €	11.474.928,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.306.728,00 €
Total Gastos		15.110.961,33 €	5.928.960,40 €	5.948.450,95 €	5.967.503,93 €	5.986.102,64 €	6.004.732,76 €	6.022.930,97 €	6.041.150,32 €	6.059.301,70 €	6.077.421,18 €	6.095.538,97 €
MARGEN BRUTO	-	807.143,76 €	10.410.812,85 €	10.479.878,01 €	10.540.498,02 €	10.592.413,55 €	10.642.039,46 €	10.683.181,72 €	10.721.820,68 €	10.756.732,77 €	10.788.357,10 €	10.817.054,56 €
Gastos financieros		3.348.816,30 €	3.118.525,21 €	2.888.234,12 €	2.657.943,03 €	2.427.651,93 €	2.197.360,84 €	1.967.069,75 €	1.736.778,66 €	1.506.487,56 €	1.276.196,47 €	1.045.905,38 €
Cash-Flow de la explotación	-	4.155.960,07 €	7.292.287,64 €	7.591.643,89 €	13.198.441,05 €	13.020.065,48 €	12.839.400,30 €	12.650.251,47 €	12.458.599,34 €	12.263.220,34 €	12.064.553,57 €	11.862.959,94 €
RESULTADO ANTES DE IMPL	-	116.720.347,82 €	-	4.155.960,07 €	7.292.287,64 €	7.591.643,89 €	7.882.554,99 €	8.164.761,61 €	8.444.678,62 €	8.716.111,98 €	8.985.042,02 €	9.250.245,21 €
Impuesto de sociedades		1.038.990,02 €	1.823.071,91 €	1.897.910,97 €	1.970.638,75 €	2.041.190,40 €	2.111.169,65 €	2.179.027,99 €	2.246.260,51 €	2.312.561,30 €	2.378.040,16 €	2.442.787,30 €
total impuestos		1.038.990,02 €	1.823.071,91 €	1.897.910,97 €	1.970.638,75 €	2.041.190,40 €	2.111.169,65 €	2.179.027,99 €	2.246.260,51 €	2.312.561,30 €	2.378.040,16 €	2.442.787,30 €
Beneficio Neto	-	116.720.347,82 €	-	5.194.950,08 €	5.469.215,73 €	5.693.732,92 €	5.911.916,25 €	6.123.571,21 €	6.333.508,96 €	6.537.083,98 €	6.738.781,52 €	6.937.683,91 €

**Implantación de un parque eólico offshore. Análisis
viabilidad económico financiera.**



técnico y

Desarrollo

Tabla 27 Cuenta de explotación 2

2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229	356490,229
47,60 €	47,72 €	47,83 €	47,94 €	48,04 €	48,13 €	48,23 €	48,32 €	48,40 €	48,49 €	48,57 €	48,64 €	48,72 €	48,79 €	48,86 €
2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €	2.310,00 €
10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €	10.145,52 €
16.956.806,07 €	16.998.690,18 €	17.038.478,92 €	17.076.372,04 €	17.112.542,01 €	17.147.138,78 €	17.182.258,01 €	17.212.125,25 €	17.242.728,79 €	17.272.198,60 €	17.300.615,69 €	17.328.052,69 €	17.354.574,98 €	17.380.241,57 €	17.405.105,98 €
2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €	2.495.431,60 €
334.700,50 €	338.047,51 €	341.427,98 €	344.842,26 €	348.290,69 €	351.773,59 €	355.291,33 €	358.844,24 €	362.432,69 €	366.057,01 €	369.717,58 €	373.414,76 €	377.148,91 €	380.920,39 €	384.729,60 €
150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €	150.000,00 €
499.450,35 €	506.942,10 €	514.546,24 €	522.264,43 €	530.098,40 €	538.049,87 €	546.120,62 €	554.312,43 €	562.627,12 €	571.066,52 €	579.632,52 €	588.327,01 €	597.151,91 €	606.109,19 €	615.200,83 €
294.487,23 €	298.904,54 €	303.388,11 €	307.938,93 €	312.558,02 €	317.246,39 €	322.005,08 €	326.835,16 €	331.737,69 €	336.713,75 €	341.764,46 €	346.890,92 €	352.094,29 €	357.375,70 €	362.736,34 €
100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €	100.000,00 €
1.187.848,31 €	1.190.780,20 €	1.193.565,41 €	1.196.217,93 €	1.198.749,83 €	1.201.171,60 €	1.203.629,95 €	1.205.720,65 €	1.207.862,90 €	1.209.925,79 €	1.211.914,98 €	1.213.835,57 €	1.215.692,13 €	1.217.488,80 €	1.219.229,31 €
933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €	933.762,78 €
118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €	118.000,00 €
11.306.728,00 €	11.306.728,00 €	11.306.728,00 €	4.337.636,57 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
6.113.680,78 €	6.131.868,74 €	6.150.122,13 €	6.168.457,94 €	6.186.891,31 €	6.205.435,84 €	6.224.241,37 €	6.242.906,87 €	6.261.854,77 €	6.280.957,46 €	6.300.223,93 €	6.319.662,65 €	6.339.281,63 €	6.359.088,47 €	6.379.090,46 €
10.843.125,29 €	10.866.821,43 €	10.888.356,79 €	10.907.914,10 €	10.925.650,70 €	10.941.702,94 €	10.958.016,65 €	10.969.218,38 €	10.980.874,01 €	10.991.241,14 €	11.000.391,76 €	11.008.390,04 €	11.015.293,35 €	11.021.153,10 €	11.026.015,52 €
815.614,29 €	585.323,19 €	355.032,10 €	124.741,01 €											
11.658.739,58 €	11.452.144,63 €	11.243.388,89 €	11.032.655,11 €	10.925.650,70 €	10.941.702,94 €	10.958.016,65 €	10.969.218,38 €	10.980.874,01 €	10.991.241,14 €	11.000.391,76 €	11.008.390,04 €	11.015.293,35 €	11.021.153,10 €	11.026.015,52 €
10.027.511,00 €	10.281.498,24 €	10.533.324,69 €	10.783.173,09 €	10.925.650,70 €	10.941.702,94 €	10.958.016,65 €	10.969.218,38 €	10.980.874,01 €	10.991.241,14 €	11.000.391,76 €	11.008.390,04 €	11.015.293,35 €	11.021.153,10 €	11.026.015,52 €
2.506.877,75 €	2.570.374,56 €	2.633.331,17 €	2.695.793,27 €	2.731.412,67 €	2.735.425,74 €	2.739.504,16 €	2.742.304,60 €	2.745.218,50 €	2.747.810,28 €	2.750.097,94 €	2.752.097,51 €	2.753.823,34 €	2.755.288,28 €	2.756.503,88 €
2.506.877,75 €	2.570.374,56 €	2.633.331,17 €	2.695.793,27 €	2.731.412,67 €	2.735.425,74 €	2.739.504,16 €	2.742.304,60 €	2.745.218,50 €	2.747.810,28 €	2.750.097,94 €	2.752.097,51 €	2.753.823,34 €	2.755.288,28 €	2.756.503,88 €
7.520.633,25 €	7.711.123,68 €	7.899.993,52 €	8.087.379,82 €	8.194.238,02 €	8.206.277,21 €	8.218.512,49 €	8.226.913,79 €	8.235.655,51 €	8.243.430,85 €	8.250.293,82 €	8.256.292,53 €	8.261.470,01 €	8.265.864,83 €	8.269.511,64 €

4.10.7. Flujos de caja

Tabla 29 Flujos de caja

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tesorería Inicial	-	116.720.347,82 €	117.447.326,43 €	107.510.139,22 €	97.348.434,83 €	87.742.947,10 €	77.950.004,42 €	67.947.123,98 €	57.740.668,52 €	47.332.515,52 €	36.725.460,14 €	25.921.968,19 €
Beneficio después de impuestos	-	5.194.950,08 €	5.469.215,73 €	5.693.732,92 €	5.911.916,25 €	6.123.571,21 €	6.333.508,96 €	6.537.083,98 €	6.738.781,52 €	6.937.683,91 €	7.134.120,47 €	7.328.361,89 €
Amortización técnica	-	12.249.328,00 €	12.249.328,00 €	12.249.328,00 €	11.474.928,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.450.728,00 €	11.306.728,00 €
Gastos financieros	-	3.348.816,30 €	3.118.525,21 €	2.888.234,12 €	2.657.943,03 €	2.427.651,93 €	2.197.360,84 €	1.967.069,75 €	1.736.778,66 €	1.506.487,56 €	1.276.196,47 €	1.045.905,38 €
Cash-Flow para deuda periodo	-	10.403.194,22 €	20.837.068,94 €	20.831.295,03 €	20.044.787,27 €	20.001.951,14 €	19.981.597,80 €	19.954.881,73 €	19.926.288,17 €	19.894.899,47 €	19.861.044,94 €	19.680.995,27 €
Cash-Flow acumulado	-	106.317.153,60 €	96.610.257,49 €	86.678.844,19 €	77.303.647,56 €	67.740.995,96 €	57.968.406,61 €	47.992.242,25 €	37.814.380,34 €	27.437.616,05 €	16.864.415,20 €	6.240.972,92 €
Intereses de financiación ajena	-	3.348.816,30 €	3.118.525,21 €	2.888.234,12 €	2.657.943,03 €	2.427.651,93 €	2.197.360,84 €	1.967.069,75 €	1.736.778,66 €	1.506.487,56 €	1.276.196,47 €	1.045.905,38 €
Amortización capital préstamo	-	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €
Amortización capital préstamo libre	-	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €
Cash-Flow libre periodo	-	726.978,61 €	9.937.187,21 €	10.161.704,39 €	9.605.487,72 €	9.792.942,69 €	10.002.880,44 €	10.206.455,46 €	10.408.153,00 €	10.607.055,38 €	10.803.491,95 €	10.853.733,37 €
Cash-Flow libre acumulado	-	117.447.326,43 €	107.510.139,22 €	97.348.434,83 €	87.742.947,10 €	77.950.004,42 €	67.947.123,98 €	57.740.668,52 €	47.332.515,52 €	36.725.460,14 €	25.921.968,19 €	15.068.234,82 €
Total inversión	-											
Formalización préstamo	-											
Formalización préstamo libre	-											
Financiación propia	-											
Tesorería residual	-	116.720.347,82 €	117.447.326,43 €	107.510.139,22 €	97.348.434,83 €	87.742.947,10 €	77.950.004,42 €	67.947.123,98 €	57.740.668,52 €	47.332.515,52 €	36.725.460,14 €	25.921.968,19 €
Cash-Flow anual	-	116.720.347,82 €	726.978,61 €	9.937.187,21 €	10.161.704,39 €	9.605.487,72 €	9.792.942,69 €	10.002.880,44 €	10.206.455,46 €	10.408.153,00 €	10.607.055,38 €	10.803.491,95 €

Tabla 28 Flujos de caja 2

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
-	15.068.234,82 €	4.022.230,09 €	7.214.265,06 €	18.639.630,06 €	23.283.289,93 €	33.027.527,95 €	42.783.805,16 €	52.552.317,64 €	62.329.231,43 €	72.114.886,94 €	80.358.317,79 €	88.608.611,61 €	96.864.904,14 €	105.126.374,15 €	113.392.238,98 €
-	7.520.633,25 €	7.711.123,68 €	7.899.993,52 €	8.087.379,82 €	8.194.238,02 €	8.206.277,21 €	8.218.512,49 €	8.226.913,79 €	8.235.655,51 €	8.243.430,85 €	8.250.293,82 €	8.256.292,53 €	8.261.470,01 €	8.265.864,83 €	8.269.511,64 €
-	11.306.728,00 €	11.306.728,00 €	11.306.728,00 €	4.337.636,57 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	1.550.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
-	815.614,29 €	585.323,19 €	355.032,10 €	124.741,01 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
-	19.642.975,54 €	19.603.174,87 €	19.561.753,62 €	12.549.757,40 €	9.744.238,02 €	9.756.277,21 €	9.768.512,49 €	9.776.913,79 €	9.785.655,51 €	8.243.430,85 €	8.250.293,82 €	8.256.292,53 €	8.261.470,01 €	8.265.864,83 €	8.269.511,64 €
-	4.574.740,71 €	15.580.944,78 €	26.776.018,68 €	31.189.387,46 €	33.027.527,95 €	42.783.805,16 €	52.552.317,64 €	62.329.231,43 €	72.114.886,94 €	80.358.317,79 €	88.608.611,61 €	96.864.904,14 €	105.126.374,15 €	113.392.238,98 €	121.661.750,62 €
-	815.614,29 €	585.323,19 €	355.032,10 €	124.741,01 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
-	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	7.781.356,52 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
-	11.046.004,73 €	11.236.495,16 €	11.425.364,99 €	4.643.659,87 €	9.744.238,02 €	9.756.277,21 €	9.768.512,49 €	9.776.913,79 €	9.785.655,51 €	8.243.430,85 €	8.250.293,82 €	8.256.292,53 €	8.261.470,01 €	8.265.864,83 €	8.269.511,64 €
-	4.022.230,09 €	7.214.265,06 €	18.639.630,06 €	23.283.289,93 €	33.027.527,95 €	42.783.805,16 €	52.552.317,64 €	62.329.231,43 €	72.114.886,94 €	80.358.317,79 €	88.608.611,61 €	96.864.904,14 €	105.126.374,15 €	113.392.238,98 €	121.661.750,62 €
-															25.000.000,00 €
-	4.022.230,09 €	7.214.265,06 €	18.639.630,06 €	23.283.289,93 €	33.027.527,95 €	42.783.805,16 €	52.552.317,64 €	62.329.231,43 €	72.114.886,94 €	80.358.317,79 €	88.608.611,61 €	96.864.904,14 €	105.126.374,15 €	113.392.238,98 €	146.661.750,62 €
-	11.046.004,73 €	11.236.495,16 €	11.425.364,99 €	4.643.659,87 €	9.744.238,02 €	9.756.277,21 €	9.768.512,49 €	9.776.913,79 €	9.785.655,51 €	8.243.430,85 €	8.250.293,82 €	8.256.292,53 €	8.261.470,01 €	8.265.864,83 €	33.269.511,64 €

En los flujos de caja se ha incluido el valor residual de las instalaciones que se ha supuesto de 25.000.000€.

4.10.8. Resultados

Para realizar la valoración de los resultados obtenidos, se van a analizar los siguientes indicadores económicos:

- **Valor Actual Neto (VAN):** es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto a una determinada tasa de rentabilidad, deducido el valor de la inversión inicial. En este caso se ha planteado una tasa de rentabilidad del 3%, por lo que debido al riesgo de la inversión y a la duración del retorno de la misma, la rentabilidad del proyecto debe superar esta tasa. Es decir, si el proyecto presenta un VAN positivo, sería rentable invertir en él, ya que satisface y supera la tasa esperada (establecida en el cálculo del VAN).
- **Tasa Interna de Rentabilidad (TIR):** es la tasa de descuento que hace que el VAN de una inversión sea igual a cero. Una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor. Esta tasa es un indicador de *rentabilidad relativa del proyecto*, por lo que no tiene en cuenta las dimensiones de los proyectos.

Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

Tabla 30 Resultados, TIR y VAN

TIR	6,50%
VAN	174.842.675,91 €

El TIR obtenido indica que el proyecto presenta una tasa de rentabilidad del 6,50% y el VAN, al ser positivo, también indica que el proyecto resulta rentable y que, además, presenta una rentabilidad mayor a la esperada.

Por otro lado, se ha simulado como variaría la rentabilidad del proyecto cambiando las condiciones de financiación:

- Variación de la tasa TIR y del VAN dependiendo del porcentaje de capital financiado:

Tabla 31 Variación TIR y VAN dependiendo del porcentaje de capital financiado

Capital con un 3% de interés anual		
Financiación externa	TIR	VAN
90%	10,39%	85.880.206,04 €
80%	8,71%	108.120.823,51 €
70%	8%	130.361.440,97 €
50%	6,50%	174.842.675,91 €
40%	6,09%	197.083.293,38 €
30%	5,77%	219.323.910,84 €
20%	5,50%	241.564.528,31 €
10%	5,27%	263.805.145,78 €
0%	5,07%	286.045.763,25 €

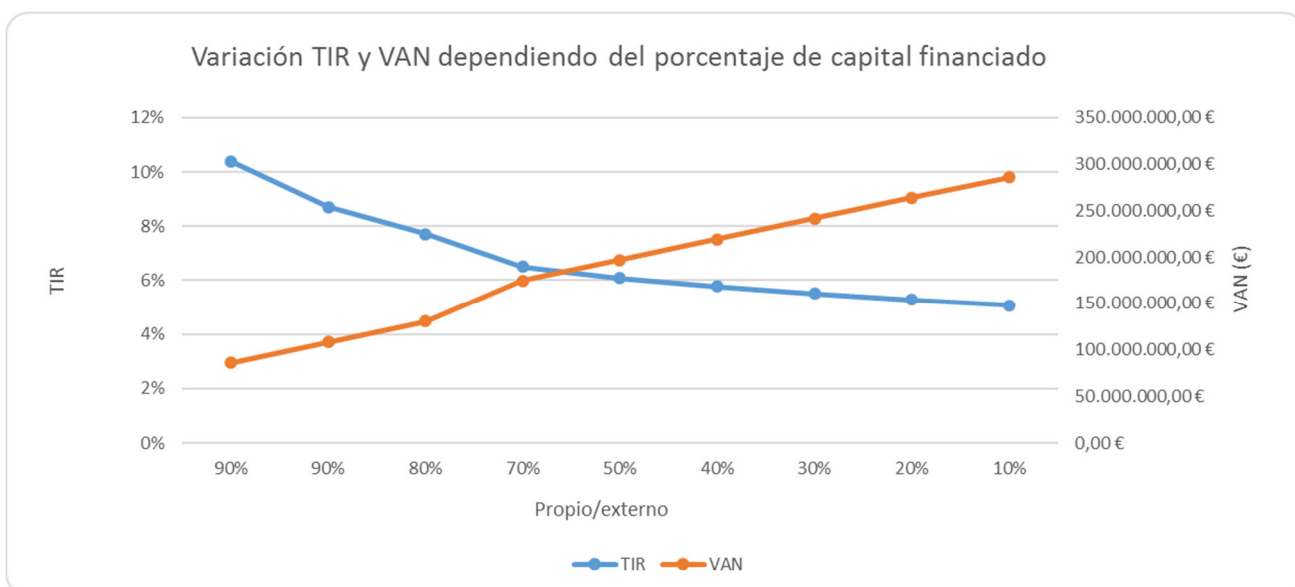


Gráfico 19 Variación TIR y VAN dependiendo del porcentaje de capital financiado

- Variación de la tasa TIR y del VAN dependiendo de la tasa de interés de la financiación externa:

Tabla 32 Variación TIR y VAN dependiendo de la tasa de interés de la financiación externa

Con un 50% de financiación externa		
Interés anual (50%)	TIR	VAN
3%	6,50%	174.842.675,91 €
5%	5,69%	162.905.855,91 €
6%	5,31%	157.015.400,31 €
7%	4,94%	151.175.665,65 €
8%	4,59%	145.385.747,24 €
9%	4,25%	139.644.764,70 €

10%	3,93%	133.951.861,13 €
------------	--------------	-------------------------

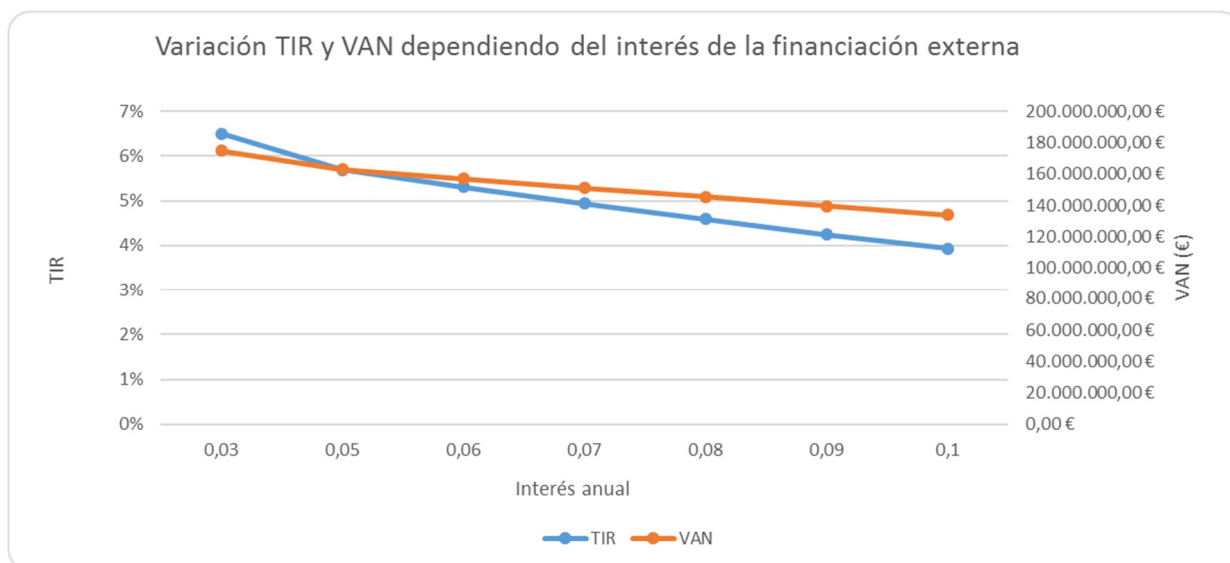


Gráfico 20 Variación TIR y VAN dependiendo del interés de la financiación externa

- Variación de la tasa TIR y del VAN dependiendo del número de años para la devolución del préstamo:

Tabla 33 Variación TIR y VAN dependiendo del número de años para la devolución del préstamo

Nº años devolución	TIR	VAN
5	-2,48%	-328.989,79 €
8	2,13%	100.749.577,19 €
10	3,95%	133.425.613,94 €
12	5,22%	154.577.045,04 €
15	6,50%	174.842.675,91 €

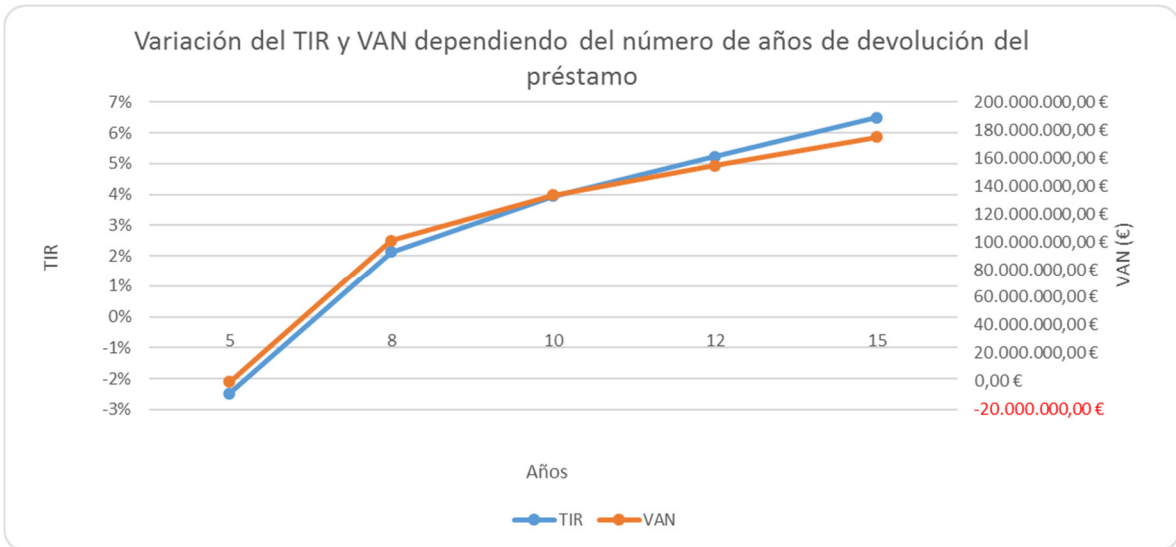


Gráfico 21 Variación TIR y VAN dependiendo del número de años de devolución del préstamo

5. CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos en el análisis realizado indican que se trata de un proyecto que necesita una gran inversión pero que no aporta una gran rentabilidad. Por este motivo, este tipo de proyectos suelen ser objetivo de grandes fondos de inversión, ya que no presentan un gran riesgo.

Esta rentabilidad aumentará a medida que la tecnología evolucione. Debido al auge de instalaciones de este tipo de energía renovable en Europa, las empresas ya están trabajando en soluciones para hacer más eficientes los parques eólicos: aerogeneradores capaces de producir más energía, plataformas flotantes para poder construir parques a grandes profundidades, avances tecnológicos para reducir los costes de mantenimiento...

Por otro lado, se observa que este tipo de instalaciones soportan mucha carga de impuestos, lo que ha supuesto que durante 2015 no se haya construido ningún parque eólico en España (ni offshore, ni onshore). Esto está generando que la industria eólica española tenga que salir fuera por la falta de proyectos en el país, llevándose un gran número de puestos de trabajo y disminuyendo la disponibilidad de tecnología eólica en España, aumentando los costes de transporte y construcción de los parques. Tal vez con un cambio en la política energética del país que aporte más apoyo a la generación de energía renovable, aumente la rentabilidad de este tipo de instalaciones y fomente la industria de la energía eólica en España, ya que siempre ha sido referente a nivel mundial. Este cambio también sería necesario para que España pueda cumplir el objetivo de generación de energía renovable establecido para 2020.

6. BIBLIOGRAFÍA

3.5. Regulación española de las energías renovables. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <http://www.energiaysociedad.es/ficha/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables>

AEE__ANUARIO_2015_web.pdf. (s. f.). Recuperado a partir de http://www.aeeolica.org/uploads/AEE__ANUARIO_2015_web.pdf

Aerogeneradores - Energía eólica. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>

Cabaleiro, de C. (2011, noviembre 23). Un puerto exterior en plena tormenta. Recuperado a partir de <https://faltadeingenieria.wordpress.com/2011/11/23/un-puerto-exterior-en-plena-tormenta/>

Cómo se calcula el IBI: Impuesto sobre Bienes Inmuebles. (2015, septiembre 29). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <https://www.credy.es/como-se-calcula-el-ibi-impuesto-sobre-bienes-inmuebles/>

Crece a buen ritmo la energía eólica Off Shore con proyectos en Europa, Asia y Estados Unidos. (s. f.). Recuperado a partir de <http://www.energiaestrategica.com/crece-a-buen-ritmo-la-energia-eolica-off-shore-con-proyectos-en-europa-asia-y-estados-unidos/>

Entiende el mercado eléctrico.pdf. (n.d.). Retrieved from http://observatoriocriticodelaenergia.org/files_download/Entiende_el_mercado_electrico.pdf

esp-tecnicas-5mw-esp.pdf. (n.d.). Retrieved from <http://www.gamesacorp.com/recursos/doc/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo-gamesa/esp-tecnicas-5mw-esp.pdf>

Bibliografía

Estudio parque eólico marino flotante.pdf. (n.d.). Retrieved from http://oa.upm.es/6277/2/Estudio_parque_eolico_marino_flotante.pdf

EWEA European Offshore Statistics 2015.pdf. (n.d.). Retrieved from <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2015.pdf>

Felisa María Jover Couce. (2012, May). Análisis de viabilidad de un parque eólico offdhore.

Gamesa / Productos y servicios / Aerogeneradores / Catálogo. (n.d.). Retrieved June 18, 2016, from <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/catalogo/productos-y-servicios-aerogeneradores-catalog.html>

GWEC | Representing the global wind energy industry. (n.d.). Retrieved from <http://www.gwec.net/>

IDAE. (2007, December 27). IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Retrieved June 17, 2016, from <http://www.idae.es/>

IDAE | Gobierno de España | Atlas Eólico de España. (n.d.). Retrieved June 17, 2016, from <http://atlaseolico.idae.es/>

Inicio | OMIE. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <http://www.omie.es/inicio>

La eólica, la tecnología que más impuestos soporta | Somos Eólicos. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <http://www.somoseolicos.com/2012/noticias/la-eolica-la-tecnologia-que-mas-impuestos-soporta/>

Mapas de la red | Red Eléctrica de España. (n.d.). Retrieved June 18, 2016, from <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>

Métodos de Análisis de Inversiones - TIR VAN. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <http://www.zonaeconomica.com/inversion/metodos>

Navantia fabrica cuatro «jackets» al mes y ultima las seis primeras. (2016, February 10). Retrieved June 18, 2016, from http://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/ferrol/fene/2016/02/10/navantia-fabrica-cuatro-jackets-mes-ultima-seis-primeras/0003_201602F10C1993.htm

ocadizdigital. (n.d.). La plataforma Mariner de Dragados zarpa hacia el mar del Norte. Retrieved June 18, 2016, from <http://ocadizdigital.es/node/28584>

OVACEN. (2016, febrero 2). La energía eólica marina en Europa se duplica en un año. Recuperado a partir de <http://ovacen.com/la-energia-eolica-marina-en-europa/>

País, E. E. (2015, June 5). La energía eólica intenta resistir en España. Retrieved June 19, 2016, from http://economia.elpais.com/economia/2015/06/05/actualidad/1433501682_102686.html

País, E. E. (2015, octubre 11). España explota el viento del mar. Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de http://economia.elpais.com/economia/2015/10/08/actualidad/1444327304_645555.html

Parques eólicos en la costa gallega - MateWiki. (s. f.). Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de https://mat.camino s.upm.es/wiki/Parques_e%C3%B3licos_en_la_costa_gallega

Plan de Energías Renovables 2011-2020. (n.d.). Retrieved from http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf

Bibliografía

Planificación y desarrollo de la red | Red Eléctrica de España. (n.d.). Retrieved June 18, 2016, from <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/planificacion-y-desarrollo-de-la-red>

Pm, O. 08/07/2015 a L. 3:37. (s. f.). Energía16 – El 'boom' de la energía eólica marina. Recuperado a partir de <http://www.energia16.com/opinion/el-boom-de-la-energia-eolica-marina>

Regaliza, A. (s. f.). Grupo Tecopy: Expertos en Ingeniería, Nuevas Tecnologías y Formación. Recuperado 19 de junio de 2016, a partir de <https://www.grupotecopy.es/es/servicios/industria-y-energia/redes-electricas/subestaciones-y-centros-de-transformacion.html>

Revista eólica y del vehículo eléctrico. (n.d.). Eólica y energías renovables: inauguran el mayor parque eólico marino de Bélgica | REVE – Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. Retrieved from <http://www.evwind.com/2013/09/19/energias-renovables-y-eolica-marina-gran-parque-eolico-de-belgica/>

Zotero | Start. (n.d.). Retrieved June 1, 2016, from https://www.zotero.org/start_standalone

Relación de documentos

(X) Memoria 88 páginas

La Almunia, a 28 de 06 de 2016

Firmado: Zuberoa Urzainqui Laspidea



Universidad
Zaragoza

**ESCUELA UNIVERSITARIA POLITÉCNICA
DE LA ALMUNIA DE DOÑA GODINA (ZARAGOZA)**

Implantación de un parque eólico
offshore. Análisis técnico y viabilidad
económico financiera.

Implementation of an offshore wind
farm. Technical analysis and economic
and financial viability.

425.16.118

Autor: Zuberoa Urzainqui Laspidea
Director: Dr. José Luis Valero Capilla
Fecha: **Julio 2016**