



Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos,
Canales y Puertos.
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Elaboración de un modelo para el análisis de viabilidad económica de parques eólicos offshore. Aplicación a un caso práctico.

Trabajo realizado por:

Carlos Fernández Martín

Dirigido:

Saúl Torres Ortega

Pedro Díaz Simal

Titulación:

Grado en Ingeniería Civil

Santander, Junio de 2014

TRABAJO FINAL DE GRADO

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	4
LISTA DE TABLAS.....	7
RESUMEN.....	9
ABSTRACT	12
1 INTRODUCCIÓN.....	15
1.1 OBJETIVOS	15
2 ENERGÍA ÉOLICA OFFSHORE	16
2.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.....	17
2.1.1 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA.....	18
2.1.2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA.....	23
2.2 TECNOLOGÍA OFFSHORE	28
2.2.1 AEROGENERADOR.....	28
2.2.2 CIMENTACIONES	30
3 MODELIZACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA VIABILIDAD DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE	35
3.1 METODOLOGÍA.....	35
3.1.1 CASH FLOW	35
3.1.2 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS.....	39
3.1.3 CRITERIO UTILIZADO	41
3.2 FUNCIONAMIENTO Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO	41
3.2.1 LIMITACIONES	42
3.2.2 CUADRO DE MANDO.....	42
3.2.3 INVERSIÓN INICIAL.....	43
3.2.4 AMORTIZACIONES.....	43
3.2.5 COSTES	44
3.2.6 INGRESOS	45
3.2.7 PRÉSTAMO	45

3.2.8	CUENTA DE RESULTADOS Y CASH FLOWS	46
3.2.9	RATIOS.....	46
4	CASO PRÁCTICO: PARQUE FRENTE A LA COSTA DE CÁDIZ	47
4.1	DISEÑO DEL PARQUE.....	47
4.1.1	LOCALIZACIÓN.....	47
4.1.2	AEROGENERADOR.....	53
4.1.3	DISEÑO Y DISPOSICIÓN	54
4.1.4	ENERGÍA PRODUCIDA	60
4.1.5	PLATAFORMA.....	62
4.1.6	CONEXIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD	63
4.2	ESTUDIO ECONÓMICO	66
4.2.1	CUADRO DE MANDO.....	66
4.2.2	INVERSIÓN INICIAL.....	67
4.2.3	AMORTIZACIÓN	68
4.2.4	COSTES	70
4.2.5	INGRESOS.....	72
4.2.6	PRÉSTAMO	73
4.2.7	CUENTA DE RESULTADOS	74
4.2.8	CASH FLOWS	76
4.2.9	RESULTADOS.....	79
4.2.10	CONCLUSIONES.....	83
4.3	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	84
4.3.1	SENSIBILIDAD A LA ENERGÍA PRODUCIDA.....	84
4.3.2	SENSIBILIDAD AL IPRI	86
4.3.3	SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL MWh	86
4.3.4	SENSIBILIDAD A LA SUBIDA DEL PRECIO DEL MWh.....	88
4.3.5	SENSIBILIDAD AL PORCENTAJE DE PRÉSTAMO.....	89
4.3.6	SENSIBILIDAD AL EURIBOR DE PARTIDA, A LA SUBIDA ANUAL DEL EURIBOR Y AL SPREAD DEL BANCO.	90



4.3.7	TIPO IMPOSITIVO	91
4.3.8	CONCLUSIONES	93
4.4	ESCENARIOS	95
4.4.1	ESCENARIO PESIMISTA.....	95
4.4.2	ESCENARIO OPTIMISTA.....	96
4.4.3	CONCLUSIONES	97
5	CONCLUSIONES.....	98
6	REFERENCIAS.....	101

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Evolución de la potencia eólica offshore instalada en Europa en los 20 últimos años (European Wind Energy Association, 2014)	18
Figura 2: Potencia instalada (MW) en cada país y porcentaje que representa sobre el total al final de 2013 (World Wind Energy Association, 2014)	19
Figura 3: Número de turbinas instaladas en cada país y porcentaje que representa sobre el total al final de 2013 (World Wind Energy Association, 2014)	20
Figura 4: Número de subestructuras instaladas de cada tipo y su porcentaje respecto al total (World Wind Energy Association, 2014)	21
Figura 5: Distribución por países de potencia instalada en el año 2013 (European Wind Energy Association, 2014)	22
Figura 6: Distribución de tipos de subestructuras utilizadas durante 2013 (World Wind Energy Association, 2014)	22
Figura 7: Previsión de la evolución de la potencia eólica offshore instalada en España	26
Figura 8: Fotografía del aerogenerador instalado en Arinaga (Gamesa, 2014)	27
Figura 9: Partes de un aerogenerador (Energy Spain)	29
Figura 10: Cimentación por gravedad (Castejón de Castro, 2008)	31
Figura 11: Cimentación por monopilote (Castejón de Castro, 2008).....	32
Figura 12: Cimentaciones tipo jacket, trípode y tripilote, respectivamente (EWEA)	32
Figura 13: Tipos de estructuras flotantes (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, Formoso, & Ángel, 2011).....	34
Figura 14: Gráfico que relaciona la TIR con el VAN y la tasa de descuento (AFI, 2012)	40
Figura 15: Cuadro de mando del modelo y aspecto general de la hoja de cálculo.	43
Figura 16: Página del Real Decreto donde se recogen los coeficientes de amortización máximos en función del activo (Real Decreto 1777/2004, 2004).....	44

Figura 17: Zonificación de las áreas eólicas marinas (Estudio Estratégico Ambiental, 2009).....	49
Figura 18: Clasificación del territorio en zonas aptas, aptas con condicionantes ambientales y de exclusión. (Estudio Estratégico Ambiental, 2009)	51
Figura 19: Mapa eólico de España (IDAE; TRUEWIND)	52
Figura 20: Curva de potencia de la turbina 6,15M152 (Senvion, 2014).....	54
Figura 21: Velocidad del viento y batimetría en la costa de Cádiz (IDAE).....	55
Figura 22: Ubicación del parque eólico y zonas según su clasificación ambiental (IDAE)	56
Figura 23: Ubicación del parque eólico y velocidad media del viento a 80 y batimetría (IDAE)	56
Figura 24: Rosa de los vientos en la ubicación del parque (IDAE)	58
Figura 25: Disposición de aerogeneradores en tresbolillo (Moreno Figueredo)	58
Figura 26: Representación gráfica del efecto estela de aerogeneradores (Moreno Figueredo).....	59
Figura 27: Disposición del parque eólico offshore (Elaboración propia)	60
Figura 28: Energía producida por un aerogenerador (IDAE; TRUEWIND).....	61
Figura 29: Esquema de la plataforma Sway (SWAY)	62
Figura 30: Recomendación para la evacuación de la electricidad en función de la potencia y la distancia (Couñago, Barturen, & Díaz, 2010).....	64
Figura 31: Pérdidas de potencia en función de la longitud del cable, el voltaje y la potencia (Couñago, Barturen, & Díaz, 2010).....	64
Figura 32: Mapa de la red eléctrica (REE, 2014).....	65
Figura 33: Sensibilidad del VAN para el accionista a la energía generada.....	85
Figura 34: Sensibilidad de la TIR para el accionista a la energía generada.	86



Figura 35: Sensibilidad del VAN para el accionista al precio del MWh.	88
Figura 36: Sensibilidad de la TIR para el accionista al precio del MWh.	88
Figura 37: Sensibilidad del VAN para el accionista al porcentaje de préstamo.	90
Figura 38: Sensibilidad de la TIR para el accionista al porcentaje de préstamo.	90
Figura 39: Sensibilidad del VAN para el accionista al tipo impositivo.	93
Figura 40: Sensibilidad de la TIR para el accionista al tipo impositivo.	93

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Potencia de energía eólica offshore instalada por países (World Wind Energy Association, 2014)	17
Tabla 2: Cálculo del Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda (AFI, 2012)	36
Tabla 3: Cálculo de Cash Flow Libre del proyecto (AFI, 2012).....	37
Tabla 4: Cálculo del Cash Flow para el accionista (AFI, 2012)	38
Tabla 5: Características del aerogenerador 6,15M152 (Senvion, 2014)	53
Tabla 6: Coordenadas de los vértices de la zona donde se construirá el parque eólico	57
Tabla 7: Parámetros de diseño del parque eólico.....	66
Tabla 8: Parámetros financieros para el análisis de la viabilidad del proyecto.	66
Tabla 9: Desglose de la inversión inicial.	67
Tabla 10: Amortización de activos.....	68
Tabla 11: Costes anuales asociados al parque eólico.....	70
Tabla 12: Ingresos anuales generados por el parque eólico	72
Tabla 13: Pagos anuales correspondientes a la devolución del préstamo	73
Tabla 14: Cuenta de resultados.....	74
Tabla 15: Cash Flow Libre del proyecto.....	76
Tabla 16: Cash Flow Libre de los accionistas.	77
Tabla 17: Cash Flow Libre para el servicio de la deuda.	78
Tabla 18: Cálculo del VAN y de la TIR del proyecto.....	79
Tabla 19: Pay-Back del proyecto.	80
Tabla 20: Cálculo del VAN y de la TIR para el accionista.	81
Tabla 21: Pay-Back para el accionista.....	82



Tabla 22: Tabla resumen de los resultados de la rentabilidad económica del parque eólico offshore.....	83
Tabla 23: Comprobación de si la energía producida es un parámetro crítico.	84
Tabla 24: Sensibilidad a la variación de la energía producida.....	85
Tabla 25: Comprobación de si el IPRI es un parámetro crítico.	86
Tabla 26: Comprobación de si el precio del MWh es un parámetro crítico.....	86
Tabla 27: Sensibilidad al precio del MWh.	87
Tabla 28: Comprobación de si la subida anual del precio del MWh es un parámetro crítico.....	89
Tabla 29: Comprobación de si el porcentaje de préstamo es un parámetro crítico.....	89
Tabla 30: Sensibilidad al préstamo pedido.....	89
Tabla 31: Comprobación de si el Euribor de partida es un parámetro crítico.	91
Tabla 32: Comprobación de si la subida anual del Euribor es un parámetro crítico.	91
Tabla 33: Comprobación de si el spread del banco es un parámetro crítico.....	91
Tabla 34: Comprobación de si el tipo impositivo es un parámetro crítico.	92
Tabla 35: Sensibilidad al tipo impositivo.	92
Tabla 36: Resumen de los parámetros críticos	94
Tabla 37: Variables en el escenario pesimista.....	95
Tabla 38: Resultados escenario pesimista.....	95
Tabla 39: Variables en el escenario optimista.....	96
Tabla 40: Resultados escenario optimista.....	96
Tabla 41: Tabla resumen de los resultados de la rentabilidad económica del parque eólico offshore.....	99

RESUMEN

Título: Elaboración de un modelo para el análisis de viabilidad económica de parques eólicos offshore. Aplicación a un caso práctico.

Autor: Carlos Fernández Martín

Directores: Saúl Torres Ortega y Pedro Díaz Simal

Convocatoria: junio 2014

Palabras clave: análisis de viabilidad, modelo económico, parque eólico offshore, energía eólica offshore, energía renovable.

En los últimos 10 años la instalación de potencia eólica offshore ha crecido exponencialmente. Al final de 2013, en Europa había 6.562 MW de potencia instalada en un total de 69 parques, y hay 2.879 MW de proyectos que están ahora mismo en construcción o parcialmente conectados a la red. La European Wind Energy Association (EWEA) propone alcanzar 40 GW para el año 2020.

En España sólo hay instalado un aerogenerador de 5 MW. La previsión recogida en el Plan de Energías Renovables es que haya 750 MW para el año 2020, aunque debido a las medidas tomadas por el Gobierno en materia de energía renovables, parece un objetivo difícil de cumplir.

En cualquier caso, surge la necesidad de desarrollar herramientas que faciliten a las empresas la toma de decisiones sobre la inversión en este tipo de infraestructuras, por lo que este Trabajo Fin de Grado consiste en la elaboración de un modelo construido en una hoja de cálculo que a partir de las principales variables financieras y parámetros de diseño de un parque eólico offshore, calcula su rentabilidad económica. De esta forma las empresas pueden evaluar de forma inmediata si construir un determinado parque es rentable o no.

El modelo calcula la inversión inicial, así como los costes y los ingresos percibidos durante la vida útil del parque eólico considerado. La inversión inicial se amortiza de acuerdo con la Ley y permite valorar la posibilidad de pedir un préstamo para hacer frente al desembolso inicial. Con esa información, el modelo calcula

automáticamente la cuenta de resultados y los Cash Flows Libres del proyecto, para el accionista y para el servicio de la deuda respectivamente.

A partir del Cash Flow, el modelo calcula los indicadores que ayudarán a la empresa a tomar una decisión. Estos indicadores son el Valor Actual Neto (VAN), que mide el valor económico generado, la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), que mide la capacidad de generar rendimientos, y el Pay-Back, que mide la capacidad de recuperar la inversión.

Los indicadores se calculan tanto con el Cash Flow Libre del proyecto, que no tiene en cuenta el endeudamiento de la empresa, como con el Cash Flow Libre para los accionistas, siendo estos últimos los que utilizará la empresa para tomar la decisión.

A partir del Cash Flow para el servicio de la deuda se calcula el Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCS), que debe ser mayor a 1,4 para que el Banco esté dispuesto a dar un crédito.

Para comprobar el funcionamiento del modelo, se diseña un parque eólico offshore en la costa de Cádiz y se analiza con él.

El parque se diseña cumpliendo con la legislación vigente, y consta de 30 aerogeneradores de 6,15 MW de potencia cada uno, lo que hace un total de 184,5 MW. Cuenta con una subestación offshore que eleva el voltaje de 33 kV a 133 kV para disminuir la pérdida de energía durante el transporte hasta la costa, donde se conecta a la red en la subestación de "La Barrosa". Se estima que cada generador producirá 28.109 MWh cada año.

La profundidad media sobre la que se encuentran los aerogeneradores es de 150 metros, por lo que se hace necesario el empleo de plataformas flotantes. En este caso se ha elegido la plataforma Sway, que es plataforma estabilizada por lastre anclada al lecho marino con una línea de amarre tensionada.

La distancia hasta la costa es de 35 kilómetros, y son necesarios 15.900 metros de cableado interno.



Para estudiar la viabilidad económica del proyecto, se introducen los parámetros financieros considerados y los datos de diseño del parque en el cuadro de mando del modelo, y automáticamente calcula los indicadores de rentabilidad, que se resumen en la siguiente tabla:

	VAN	TIR	Pay-Back	RCS D
Del proyecto	281.251.381 €	13,07%	6 años y 347 días	>5,5
Para el accionista	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días	

El VAN es mayor que 0, luego el proyecto es rentable para la empresa, que recuperará la inversión tras 9 años y 43 días. El VAN del proyecto y el VAN para el accionista son distintos ya que se ha considerado un préstamo del 30% de la inversión inicial. El RCS D es mayor que 1,4 luego el banco concedería el crédito.

Posteriormente se ha hallado que los parámetros críticos (aquellos que al variar su valor un 1%, hacen que el VAN varíe más de un 1%) son la energía generada, el precio del MWh, el porcentaje de préstamo solicitado y el tipo impositivo. Se ha estudiado la sensibilidad de los indicadores a los parámetros críticos, calculándose el VAN, la TIR y el Pay-Back para diferentes valores de dichos parámetros críticos dentro de un rango de valores posibles.

Para minimizar el riesgo de que el parque no sea rentable una vez construido, es recomendable que la empresa llegue a un acuerdo con el Gobierno sobre el precio al que va a vender la energía, y que haga un estudio muy detallado sobre la energía que puede generar cada aerogenerador. También es importante que la empresa sepa de forma precisa el tipo impositivo que va a tener.

Por último se plantean dos escenarios: uno pesimista en el que las variables son peores para la empresa que las utilizadas en el caso de referencia, y otro optimista en el que las variables son mejores, aunque siempre dentro de un rango razonable. En el escenario pesimista el parque no es viable, mientras que en el optimista la rentabilidad es muy alta. Esta diferencia es debida a los distintos valores que toman los parámetros críticos.

ABSTRACT

Title: Elaboration of a model for the economic and feasibility analysis of offshore wind farms. Applied to a specific case.

Author: Carlos Fernández Martín

Directors: Saúl Torres Ortega y Pedro Díaz Simal

Submission Date: June 2014

Key words: feasibility analysis, economic model, offshore wind farms, offshore wind energy, renewable energy.

In the last 10 years, the installation of offshore wind power has grown exponentially. At the end of 2013, in Europe there were 6,562 MW of power installed in a total of 69 wind farms and there are 2,879 MW of projects now in construction or partially connected to the grid. The European Wind Energy Association proposed to reach 40 GW by 2020.

In Spain there is only one 5 MW wind turbine. The Plan for Renewable Energy estimates that there will be 750 MW of offshore wind power by 2020, although due to the measurements taken by the government about renewable energy, it seems like a difficult objective to achieve.

In any case, it is necessary to develop tools that facilitate the company's decision making about investments in this type of infrastructure, so this Final Bachelor's Thesis consists of the elaboration of a model constructed in a spreadsheet that uses the principal financial variables and design parameters of an offshore windfarm to calculate the economic profitability. In this way, the companies can assess immediately whether or not construction of a windfarm is profitable.

The model calculates the capital expenditure, the costs, and the perceived benefits during the useful life of the considered windfarm. The capital expenditure returns according to the law and permits the consideration of the possibility to take out a loan to afford the capital expenditure. With this information, the model

automatically calculates the income statement, the Project Free Cash Flow, the Shareholder Free Cash Flow and the Free Cash Flow available for debt service.

From the Cash Flow, the model calculates the profitability indicators that help the company with decision making. These indicators are the Net Present Value (NPV), that measures the economic value generated, the Internal Rate of Return (IRR), that measures the capacity to generate returns, and the Pay-Back, that measures the capacity to recover the investment.

The indicators are calculated with both the Project Free Cash Flow, that doesn't take into account the company's debt, and the Shareholder Free Cash Flow that will be used by the company to make decisions.

The Debt-Service Coverage Ratio (DSCR) must be higher than 1.4 so that the bank is willing to make the loan. This ratio is calculated using the Free Cash Flow available for debt service

An offshore windfarm is designed in the Cadiz coast and analyzed with the model in order to check that it works properly.

The windfarm is designed according to the law requirements and consists of thirty 6.15 MW wind turbines, summing to a total of 184.5 MW. There is an offshore substation that increases the voltage from 33 kV to 133 kV to decrease the energy lost during the transport to the coast, where it is connected to the grid in the "La Barrosa" substation. It is estimated that each generator will produce 28.109 MWh each year.

The average water depth where the wind farms are located is 150 meters, so the use of floating platforms is required. In this case, the Sway platform model will be used.

The distance to the coast is 35 kilometers and there are 15,900 meters of internal array cabling.

In order to study the economic feasibility of the project, the financial parameters and the design data of the windfarm are introduced in the input cells of



the model and it automatically calculates the profitability indicators that are shown in the following table:

	NPV	IRR	Pay-Back	DSCR
Project	281.251.381 €	13,07%	6 years and 347 days	>5,5
Shareholder	116.389.088 €	9,01%	9 years and 43 days	

According to the data, the project is profitable for the company, and it will recover the investment in 9 years and 43 days. The Project NPV and the Shareholder NPV are different since 30% of the capital expenditure loan has been considered. The DSCR is higher than 1.4, so the bank is willing to make the loan.

After that, the critical parameters (those that when their value is varied by 1%, the net percent value varies by more than 1%), are calculated as the energy generated, the price per MWh, solicited loan percentage, and tax rate. The sensibility of the indicators to the critical parameters was studied by calculating the VAN, the TIR and the Pay-Back for different values of said critical parameters in a range of possible values.

To minimize the risk that the windfarm would not be profitable after its construction, it is recommended that the company agree upon the price of the energy with the government and do a detailed study about the energy that each wind turbine can generate. It is also important that the company knows the exact tax rate that it will be required to pay.

Lastly, two scenarios are evaluated: a pessimistic one in which the variables are worse for the company than those used in the referenced case, and an optimistic one in which the variables are better, although always within a reasonable range. In the pessimistic scenario the windfarm is not feasible, while in the optimistic case the profitability is very high. This difference is due to the fact that the critical parameters have different values.

1 INTRODUCCIÓN

La construcción de parques eólicos offshore ha crecido exponencialmente en los últimos años, y se espera que continúe esta tendencia en los años venideros.

Ante esta coyuntura, surge la necesidad de desarrollar herramientas que faciliten a las empresas la toma de decisiones sobre la inversión en este tipo de infraestructuras.

Para este fin, se crea un modelo que analiza la viabilidad económica de parques eólicos offshore. Introduciendo las principales variables financieras y parámetros de diseño del parque, el modelo calcula automáticamente la rentabilidad del mismo utilizando diversas herramientas de análisis: el VAN, la TIR y el Pay-Back.

1.1 OBJETIVOS

En este proyecto se persigue alcanzar una serie de objetivos, que se enumeran a continuación:

- Conocer la situación actual de la energía eólica offshore en Europa y España, así como la evolución de los últimos años y previsiones futuras, y hacer un breve repaso a la tecnología utilizada para la producción de energía eólica offshore.
- Definir una metodología que permita el análisis de la viabilidad de parques eólicos offshore, y con ella elaborar un modelo que relacione las principales variables financieras y parámetros de diseño de los parques eólicos offshore con su viabilidad económica.
- Diseñar un parque eólico offshore y evaluar su viabilidad económica utilizando el modelo creado y realizar análisis de sensibilidad a los parámetros críticos que afectan a la rentabilidad del parque. Además, estudiar la viabilidad de dicho parque eólico en distintos escenarios.

2 ENERGÍA ÉOLICA OFFSHORE

La sociedad actual necesita grandes cantidades de energía para satisfacer sus necesidades. Esta energía se obtiene principalmente a partir de combustibles fósiles como el petróleo, carbón, gas... y de combustibles nucleares. Esto da lugar a la emisión de gases contaminantes a la atmósfera y a la generación de residuos peligrosos para el medio ambiente y para la salud de las personas. Además, la cantidad de estos recursos disponible en la naturaleza es limitada, y por tanto llegará un momento en el que se agoten.

Frente a esto, surgen las llamadas energías renovables, que se definen como “energías cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable” (RAE, 2014). Ejemplos de energías renovables son la energía eólica, la energía solar, la energía hidráulica...

Este trabajo se centra en la energía eólica, en concreto en la llamada offshore o marina, que se caracteriza porque los aerogeneradores están situados en el mar, frente a la energía eólica tradicional u onshore, en la que los aerogeneradores están contruidos en tierra firme.

La energía eólica offshore presenta una serie de ventajas e inconvenientes frente a la eólica onshore:

- **VENTAJAS**

- En el mar no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento, lo que favorece la circulación del viento a mayores velocidades, y que por tanto, haya más recurso eólico disponible.

- El viento es menos turbulento, lo que hace que disminuya la fatiga que sufren los aerogeneradores y por tanto tengan una mayor vida útil.

- Reduce el impacto visual sobre el paisaje, en el caso de construirse lo suficientemente lejos de la costa. Del mismo modo, el ruido producido no afecta a la población.



- Supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación.

- **INCONVENIENTES**

- Los costes de construcción y explotación son mayores.

- Es más complicado realizar las tareas de construcción y mantenimiento en el mar que en tierra firme.

- Para acceder a una gran parte del recurso eólico marino es necesario colocar los aerogeneradores en aguas profundas, para lo que se necesitan plataformas flotantes cuya tecnología aún está en fase de prueba.

2.1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

Europa es el continente líder en producción de energía eólica offshore.

Tabla 1: Potencia de energía eólica offshore instalada por países (World Wind Energy Association, 2014)

Position 2013	Country	Total Offshore Capacity 2013 [MW]	Added Capacity 2013 [MW]	Total Offshore Capacity 2012 [MW]	Added Capacity 2012 [MW]	Total Offshore Capacity 2011 [MW]	added [MW]	Total Offshore Capacity 2011 [MW]	added [MW]	Total Offshore Capacity 2011 [MW]
1	United King	3'653,0	705,1	2'947,9	1'423,3	1'524,6	183,6	1'341,0	653	688
2	Denmark	1'271,0	350	921	63,4	857,6	3,6	854	190,4	663,6
3	Germany	914,9	595	280,3	65	215,3	108,3	107	35	72
4	Belgium	571,5	192	379,5	184,5	195	0	195	165	30
5	China	389,6	0	389,6	167,3	222,3	99,3	123	100	23
6	Netherland	249	0	249	0	249	0	249	2	247
7	Sweden	212	48	164	0	164	0	164	0	164
8	Finland	30	0	30	0	30	0	30	0	30
9	Japan	27,3	2	25,3	0,1	25,2	0	2	1	1
10	Ireland	25,2	0	25,2	0,2	25	0	25	0	25
11	Spain	5	5	0	0	0	0	0	0	0
12	Korea	5	5	0	0	0	0	0	0	0
13	Norway	2,3	0	2,3	0	2,3	0	2,3	0	2,3
14	Portugal	2	0	2	0	2	2	0	0	0
	Total	7'357,8	1'902,1	5'416,1	1'903,8	3'315,0	0'396,8	2'895,0	0'981,4	1'913,6

A continuación, se procede a un análisis más detallado de la situación de la energía eólica offshore en Europa.

2.1.1 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA

- **EVOLUCIÓN HASTA FINALES DE 2013**

Al final de año 2013, en Europa había 2.080 aerogeneradores instalados y conectados a la red eléctrica en 69 parques eólicos offshore a lo largo de 11 países.

En total, la potencia instalada alcanzaba los 6.562 MW, capaz de producir 24 TWh en un año con viento normal, lo suficiente para cubrir el 0,7% del consumo total de electricidad en Europa. (World Wind Energy Association, 2014)

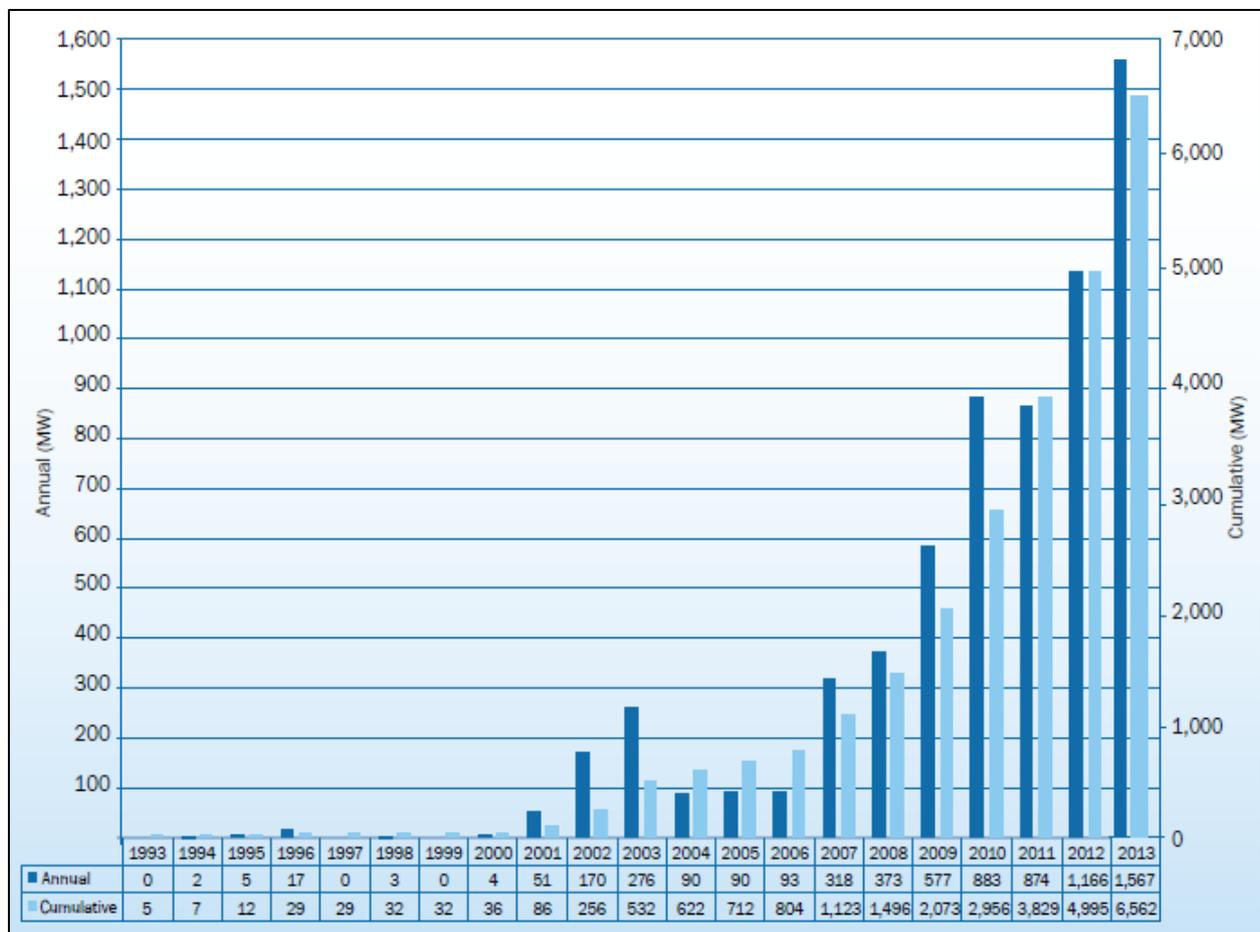


Figura 1: Evolución de la potencia eólica offshore instalada en Europa en los 20 últimos años (European Wind Energy Association, 2014)

En la figura Figura 1 se recoge la instalación de potencia eólica offshore en Europa. Se observa que el inicio se remonta a tan sólo hace 20 años, siendo en el año 2001 cuando realmente empieza a haber un número significativo de MW instalados.



El crecimiento ha sido tal, que en los últimos tres años se ha instalado más potencia que la que había hasta el momento, lo que da una idea del gran crecimiento que está teniendo esta fuente de energía. Esto también se puede comprobar en el propio gráfico, las barras azules oscuras muestran como cada año aumenta de forma notable la potencia instalada.

La distribución de parques eólicos marinos no es uniforme a lo largo de los países, sino que entre Reino Unido y Dinamarca acumulan el 75% de la potencia instalada, seguidas por Alemania, los Países Bajos y Suecia. En la Figura 2 se desglosa la potencia instalada por países así como el porcentaje que representan respecto al total.

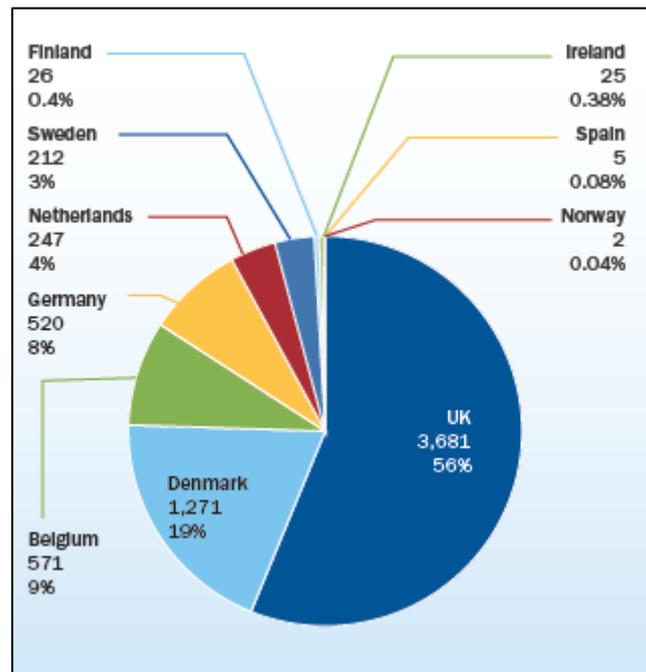


Figura 2: Potencia instalada (MW) en cada país y porcentaje que representa sobre el total al final de 2013 (World Wind Energy Association, 2014)

En cuanto al número de turbinas, la distribución es similar a la de potencia instalada:

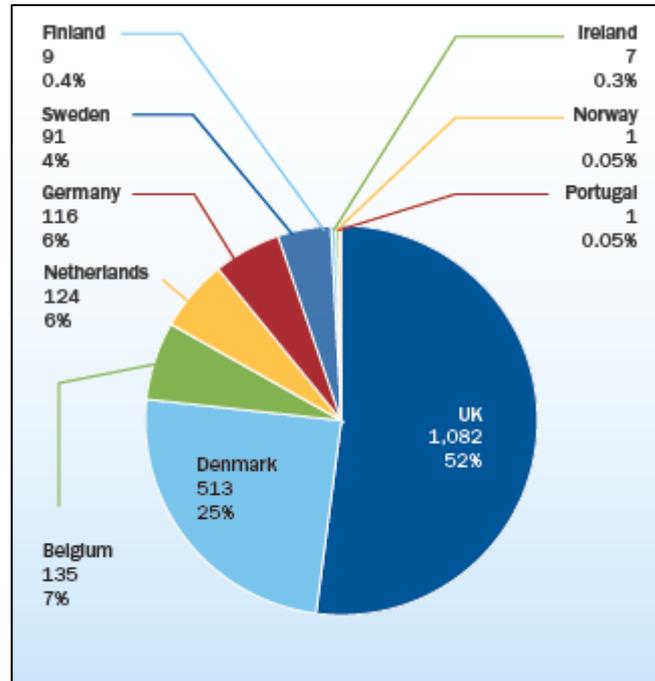


Figura 3: Número de turbinas instaladas en cada país y porcentaje que representa sobre el total al final de 2013 (World Wind Energy Association, 2014)

Respecto a subestructuras o cimentaciones, al final de 2013 había 2.474 instaladas en Europa. Las más utilizadas son el monopilote, con un total de 1.866, seguido por las cimentaciones por gravedad con 303, jacket con 130, trípodes y tripilotes. También había dos experimentales y dos prototipos de estructura flotante. Se desglosa el número de subestructuras de cada tipo instaladas y su porcentaje respecto al total en la Figura 4.

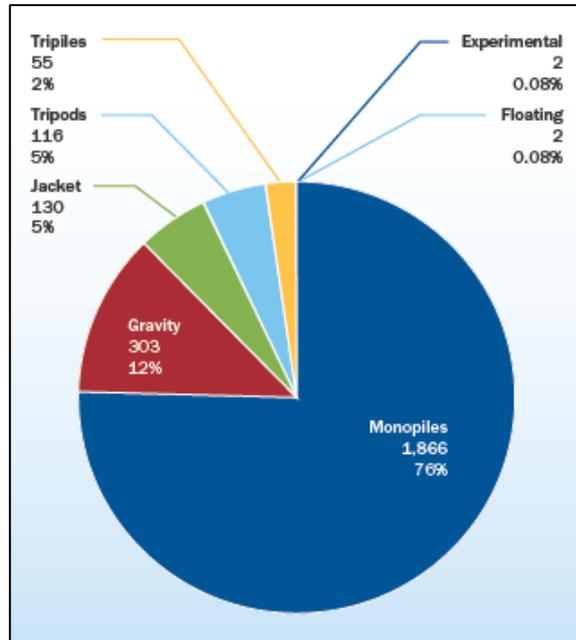


Figura 4: Número de subestructuras instaladas de cada tipo y su porcentaje respecto al total (World Wind Energy Association, 2014)

- **AÑO 2013**

Durante el año 2013 se conectaron a la red 418 nuevas turbinas en 13 parques eólicos, con un coste de entre 4.600 y 6.400 millones de euros. Esto hace un total de 1.567 MW, un 34% más que en 2012.

La distribución de potencia instalada por países muestra como Reino Unido y Dinamarca siguen siendo países líderes en instalación de potencia, aunque Alemania y Bélgica representan un porcentaje importante.

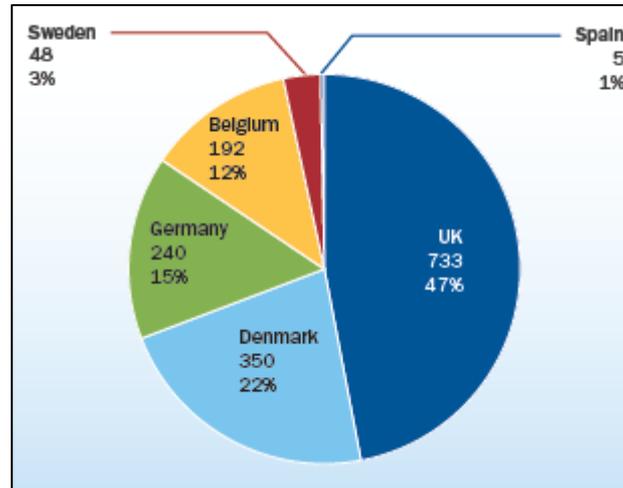


Figura 5: Distribución por países de potencia instalada en el año 2013 (European Wind Energy Association, 2014)

Respecto a las subestructuras, el monopilote fue la cimentación más utilizada seguida por el jacket y el tripilote.

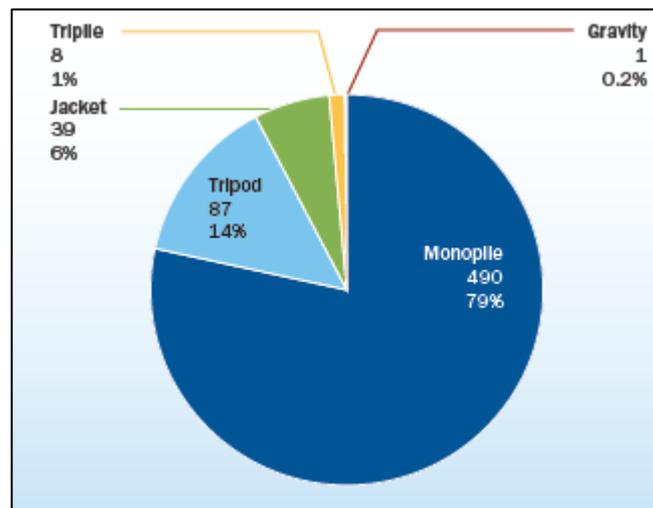


Figura 6: Distribución de tipos de subestructuras utilizadas durante 2013 (World Wind Energy Association, 2014)

La potencia media de turbina en 2013 fue 4 MW, similar al año anterior, debido a la dominación del mercado de la turbina de 3.6 MW de Siemens. Por otra parte, el tamaño medio de los parques construidos fue de 485 MW, un 70% mayor que en el año 2012. Cada vez se construyen parques mayores y se utilizan turbinas de mayor potencia.

- **PREVISIONES FUTURAS DE POTENCIA EÓLICA OFFSHORE**

La Comisión Europea ha propuesto que para el año 2020 el 20% de la energía consumida proceda de fuentes renovables, por lo que la energía eólica offshore puede jugar un papel muy importante.

Para ello, la European Wind Energy Association (EWEA) propone alcanzar 40 GW de potencia eólica offshore instalada para el año 2020, y 150 GW para el año 2030.

Al final de 2013 había 6.562 MW instalados, a los que habría que sumar 2.879 MW de proyectos que están ahora mismo en construcción o parcialmente conectados a la red, haciendo un total de 9.448 MW. La EWEA calcula que la instalación de potencia permanecerá estable durante los años 2014 y 2015, y ha identificado autorizaciones de proyectos por un total de 22 GW, y futuros planes para instalar más de 133 GW.

Por tanto, los objetivos marcados por la EWEA pueden resultar ambiciosos, pero en cualquier caso la evolución se prevé que sea muy favorable para la industria offshore, que necesitará desarrollar estructuras flotantes para poder aprovechar el recurso eólico que se encuentra en zonas con grandes profundidades.

2.1.2 ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ESPAÑA

España es una potencia mundial en producción de energía eólica onshore, sin embargo, está atrasada en cuanto a instalación de aerogeneradores offshore. Solamente hay una turbina offshore en funcionamiento en España, construida por Gamesa e instalada en el muelle de Arinaga (Gran Canarias) en el año 2013.

El Gobierno de España aprobó en 2011 por Acuerdo de Consejo de Ministros el Plan de Energías Renovables (PER), con el objetivo de lograr tal y como indica la Directiva Comunitaria, que en el año 2020 al menos el 20% del consumo final bruto de energía en España proceda del aprovechamiento de las fuentes renovables.

El PER hace referencia a los parques eólicos marinos, y expone cuáles deben ser los objetivos de la industria nacional, las barreras que impidan la implantación de

parques eólicos offshore, propuestas para superar dichas barreras, y la previsión de futuro para los próximos años en España.

- **OBJETIVOS DE LA INDUSTRIA NACIONAL**

El PER plantea como prioritario para la industria nacional realizar esfuerzos encaminados hacia los siguientes objetivos (IDAE, 2011):

- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de los 10 a 20 MW, adaptados a los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro y con una elevada fiabilidad técnica.

- Desarrollo de plataformas marinas experimentales nacionales para la I+D de subestructuras de cimentación para profundidades medias, de diseños flotantes para aguas profundas, y de aerogeneradores marinos.

- Reducción de ratios de inversión y costes de explotación para conseguir la máxima competitividad internacional.

- En horizontes más alejados de 2020, la eólica marina en aguas profundas presenta un potencial y previsiones de crecimiento muy elevados, que requiere un arduo esfuerzo de desarrollo tecnológico durante esta década para permitir la futura viabilidad e implantación de parques eólicos marinos comerciales.

- **BARRERAS A LA CONSTRUCCIÓN DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE**

- **Barreras técnicas**

- Inexistencia de infraestructuras eléctricas de transporte submarinas hasta las zonas de implantación de parques marinos.
- Elevados costes de generación de la tecnología disponible para el aprovechamiento eólico marino.
- Inexistencia de tecnologías comerciales de aprovechamiento eólico marino en aguas profundas.

- Barreras regulatorias

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

- Barreras sociales

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

- **PROPUESTAS**

- Propuestas normativas

- Consideración de las infraestructuras de evacuación de parques eólicos marinos en las planificaciones del sector eléctrico y del espacio marítimo.
- Procedimiento administrativo simplificado para las instalaciones eólicas marinas de I+D+i+d hasta un límite de 30 MW y un máximo de 3 máquinas.
- Supresión de barreras administrativas para la implantación de plataformas experimentales I+D.
- Agilización de los trámites administrativos asociados a los proyectos eólicos marinos.
- Procedimiento administrativo abreviado para la instalación de torres de medición en entornos marinos.

- Propuestas de subvención

- Línea de ayudas públicas directas a la inversión a proyectos de I+D+i relacionados con la eólica marina.

- Propuestas de información

- Mayor difusión de los impactos positivos de la eólica marina.

- **PREVISIONES DE FUTURO**

En el PER se estimaba la siguiente evolución de las instalaciones eólicas offshore:

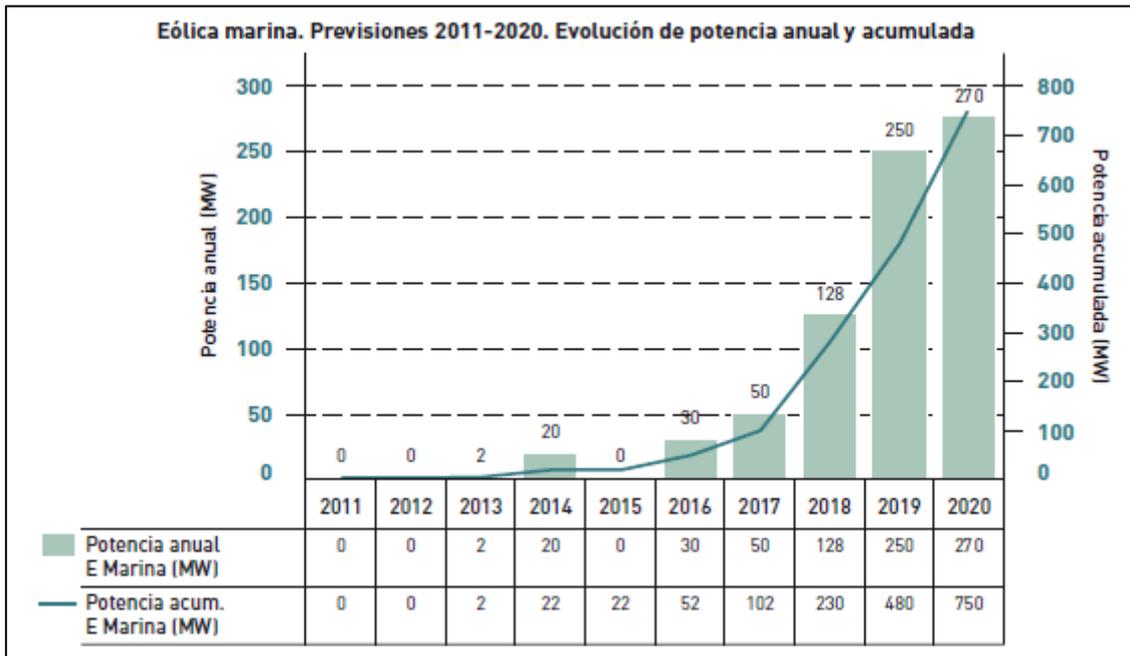


Figura 7: Previsión de la evolución de la potencia eólica offshore instalada en España

Se calculaba que a partir de 2017 comenzarán a entrar en funcionamiento las primeras fases de parques eólicos marinos de gran potencia en el litoral español. Todos los parques eólicos offshore, en el horizonte 2020, previsiblemente se implantarían a profundidades menores de 50 metros. El incremento anual de la potencia eólica marina instalada sería progresivo hasta los 270 MW en 2020, de manera que finalice ese año con unos 750 MW eólicos marinos.

Sin embargo, el Consejo de Ministros aprobó el día 27 de enero de 2012 un Real Decreto-Ley para suspender temporalmente los procedimientos de preasignación de retribución renovable y suprimir, también con carácter temporal, los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, residuos y cogeneración. La suspensión afecta a las tecnologías acogidas al régimen especial, es decir, la eólica, solar fotovoltaica, termosolar, cogeneración, biomasa, biogás, minihidráulica y de residuos, así como a las

instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el régimen especial. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2012)

Esto ha significado la paralización de nuevos proyectos, debido a que sin esos incentivos las energías renovables no son rentables, y además ha creado un clima de inseguridad por miedo a nuevas leyes que perjudiquen al sector.

Por tanto, a día de hoy es muy difícil que las previsiones del PER se cumplan, a no ser que haya un nuevo cambio legislativo.

- **AEROGENERADOR EN EL MUELLE DE ARINAGA**

Gamesa puso en marcha en julio de 2013 el primer (y único hasta este momento) aerogenerador offshore instalado en España. Se trata de la turbina prototipo G128-5.0 MW Offshore, que fue instalada en el puerto de Arinaga, sito en las Islas Canarias. (Gamesa, 2014)

La pala del aerogenerador G128–5.0 MW Offshore es la más larga fabricada en España y una de las más grandes del mundo: 62,5 m y 15 toneladas de peso. El rotor mide 128 metros y la torre 84 metros.



Figura 8: Fotografía del aerogenerador instalado en Arinaga (Gamesa, 2014)

La producción anual de esta turbina es de más de 23 GWh, energía capaz de satisfacer las necesidades de 5.000 hogares. Además, este proyecto pone de manifiesto la capacidad de una empresa española para llevar a cabo proyectos eólicos offshore en la costa de España.

2.2 TECNOLOGÍA OFFSHORE

Los elementos más importantes y característicos de un parque eólico son los aerogeneradores y las subestructuras sobre las que se colocan.

2.2.1 AEROGENERADOR

Los aerogeneradores o turbinas eólicas producen electricidad utilizando la fuerza natural del viento para mover un generador eléctrico. Son el elemento fundamental de los parques eólicos offshore.

La energía producida por un aerogenerador varía en función del potencial propio del emplazamiento (función cúbica de la velocidad de viento), de la disponibilidad de la propia máquina (capacidad de operar en presencia de viento: típicamente por encima del 98%) y de la disposición de las máquinas en el parque (efecto estela: negativo de unas sobre otras) (GAMESA).

Los aerogeneradores son la evolución natural de los molinos de viento y hoy en día son aparatos de alta tecnología. La mayoría de turbinas genera electricidad desde que el viento logra una velocidad de entre 3 y 4 m/s y alcanza la producción máxima a partir de aproximadamente 12 m/s. Para prevenir daños, la turbina se desconecta cuando el viento supera una velocidad de 25 o 30 m/s. Estos valores dependen del modelo de la turbina. (EOLICAT).

El funcionamiento es sencillo: el viento pasa sobre las aspas del aerogenerador y provoca un movimiento giratorio. Las palas hacen girar un eje que hay dentro de la góndola, que entra a una caja de cambios. La caja de cambios incrementa la velocidad de rotación del eje proveniente del rotor e impulsa el generador que utiliza campos magnéticos para convertir la energía rotacional en energía eléctrica.

Las partes de un aerogenerador son las siguientes:

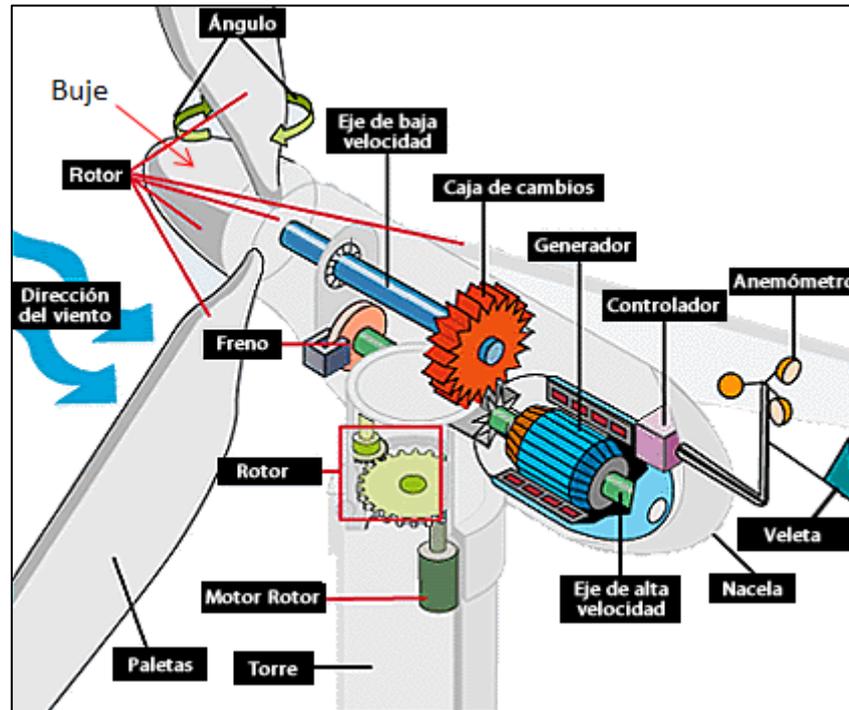


Figura 9: Partes de un aerogenerador (Energy Spain)

- El buje: es el elemento donde se encuentran las palas de aerogenerador.
- La nacela: contiene los componentes más importantes de la turbina eólica, incluido la caja de cambios, y el generador eléctrico. El personal de servicio puede entrar en la nacela desde la torre de la turbina. (Red Iberoamericana de generación eólica)
- Las palas del rotor: capturan la energía del viento y la transfieren al eje de baja velocidad.
- El eje de baja velocidad: transfiere el movimiento de las palas a la caja de cambios.
- La caja de cambios: recibe el movimiento desde el eje de baja velocidad y lo transfiere al eje de alta velocidad, de forma que éste gira incluso 100 veces más rápido que el eje de velocidad baja. El eje de alta velocidad maneja el generador eléctrico, y

está provisto de un freno de disco de emergencia. El freno mecánico se usa en caso de fallo del freno aerodinámico, o cuando la turbina está reparándose.

- El generador eléctrico: utiliza campos magnéticos para convertir la energía rotacional en energía eléctrica. Es el elemento clave del aerogenerador, pues en él se produce la transformación de la energía.

- El controlador: contiene un ordenador que supervisa en todo momento la condición de la turbina eólica y controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier funcionamiento defectuoso, detiene la turbina y avisa al personal designado.

- La torre de la turbina eólica: sujeta la nacela y el rotor.

- El anemómetro y la veleta: miden la velocidad y la dirección del viento. Cuando el viento cambia de dirección, los motores giran la góndola y las palas se mueven con ella para ponerse de cara al viento. Las aspas también se inclinan o se ponen en ángulo para asegurar que se extrae la cantidad óptima de energía a partir del viento.

- El motor rotor: usa motores eléctricos para orientar la nacela y el rotor frente al viento, y así conseguir una mayor producción. Este mecanismo es operado por el controlador, que conoce la dirección del viento a partir de la información que envía la veleta.

2.2.2 CIMENTACIONES

La función de la cimentación (también llamada subestructura) es fijar el aerogenerador al lecho marino. Existen diferentes tipos que se utilizan en función de la profundidad, siguiendo criterios de viabilidad técnica y económica. A continuación, se explican los diferentes tipos existentes y el rango aproximado de profundidades en los que se utilizan, aunque dichos rangos son difusos y en cada proyecto hay que analizar cuál es la cimentación más adecuada.

- **AGUAS POCO PROFUNDAS (PROFUNDIDAD DE HASTA 20 METROS)**

- Cimentaciones por gravedad: también conocidas como GBS (“Gravity Based Structures”), estas cimentaciones emplean su propio peso para garantizar la verticalidad de la máquina.

Su uso es indicado hasta una profundidad de 10 metros, ya que presentan el inconveniente de que su coste es proporcional al cuadrado de la profundidad, por lo que a partir de profundidades de 10 metros suelen dejar de ser rentables.

En sus inicios sólo se construían con hormigón, pero después se comenzó a combinar con el acero para abaratar costes.

Actualmente apenas se utilizan en nuevas instalaciones, aunque fueron las primeras utilizadas en los parques eólicos marinos de tipo experimental. (Castejón de Castro, 2008)

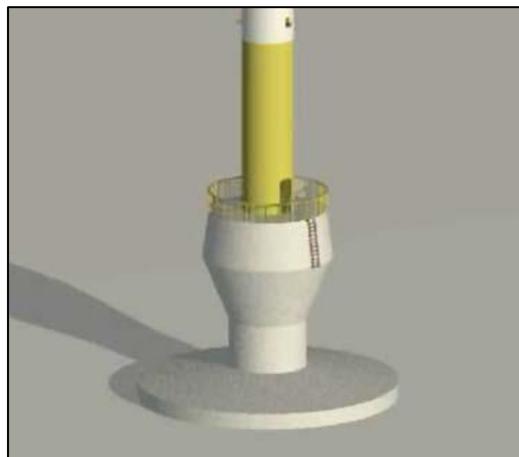


Figura 10: Cimentación por gravedad (Castejón de Castro, 2008)

- Monopilote: Las estructuras de monopilote resultan de la prolongación del fuste de la torre del aerogenerador bajo la superficie hasta la zona del lecho marino, descendiendo bajo éste a una cota de 10 a 20 metros según el tipo de terreno. Los diámetros más habituales de estos pilotes se encuentran entre los 3,5 y los 4,5 metros.

Es la cimentación más utilizada hasta la fecha y se admite su uso para calados de hasta 25 metros.



Figura 11: Cimentación por monopilote (Castejón de Castro, 2008)

- **AGUAS INTERMEDIAS (PROFUNDIDADES ENTRE 20 Y 50 METROS)**

Se utilizan estructuras metálicas formadas por tubos con diámetros variables. Están inspiradas en las plataformas petrolíferas y destacan las cimentaciones tipo jacket, tripilote y trípode. Las jackets tienen 4 patas mientras que las estructuras tripilotes y trípodes tienen tres. Se considera que estas estructuras son adecuadas para calados de entre 20 y 50 metros, aunque el límite superior viene determinado por la rentabilidad económica.

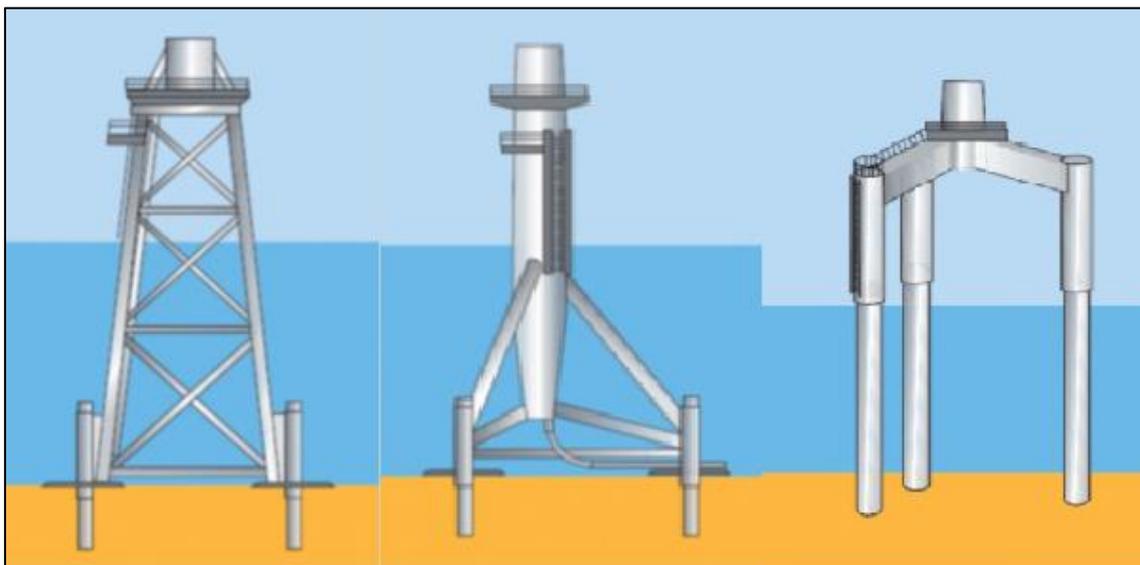


Figura 12: Cimentaciones tipo jacket, trípode y tripilote, respectivamente (EWEA)

- **AGUAS PROFUNDAS (PROFUNDIDAD MAYOR A 50 METROS)**

A profundidades mayores de 50 metros es necesario utilizar plataformas flotantes, que surgen como una adaptación de las utilizadas en la industria del gas y petróleo offshore. Esta tecnología aún está en fase experimental, aunque avanza rápidamente ya que su uso permitirá acceder a una gran superficie de mar con un recurso eólico muy grande que, con la tecnología actual, no se puede aprovechar.

Se distinguen tres tipologías:

- Boyas Spar (plataformas estabilizadas por lastre): están formadas básicamente por un cuerpo cilíndrico, con una relación entre su altura y su diámetro considerablemente grande. Son plataformas que logran la estabilidad mediante el uso lastre en la parte baja de la boya, consiguiendo que el centro de masas se desplace lo más abajo posible. Este lastre crea un momento adrizante y también una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo. La forma alargada sirve para minimizar el movimiento de oscilación vertical debido a la acción de las olas.

Una boya "spar" tiene la forma más simple de todas las plataformas flotantes, pero debido a que el centro de gravedad de una turbina eólica de eje horizontal es bastante alto, será necesario que la estructura para soportar la turbina (y su torre) sea muy grande. Estas boyas podrán estar amarradas y fijadas al fondo marino mediante líneas de catenaria o bien por líneas tensionadas. Generalmente se emplean líneas de catenaria y anclas de arrastre. (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, Formoso, & Ángel, 2011)

- Tension Leg Platform (plataformas estabilizadas mediante las líneas de amarre): estas plataformas logran la estabilidad a través de la tensión producida por los amarres. La tensión de los amarres proporciona una interacción de la estructura con la ola relativamente baja con respecto a los amarres con catenaria, dando lugar a que la plataforma tenga unos desplazamientos mínimos.

Sin embargo será necesaria una mayor complejidad en el diseño de la estructura para que ésta pueda soportar las cargas de las líneas de amarre.

En cuanto a la estructura de la plataforma, ésta podrá ser de tipo semisumergible, boya spar, etc.

- Semi-submersible (plataformas estabilizadas por flotabilidad): Estas plataformas logran la estabilidad a través de la flotabilidad, aprovechándose de la inercia de la flotación para corregir el momento escorante. Además, cuentan con líneas de anclaje para mejorar la estabilidad.

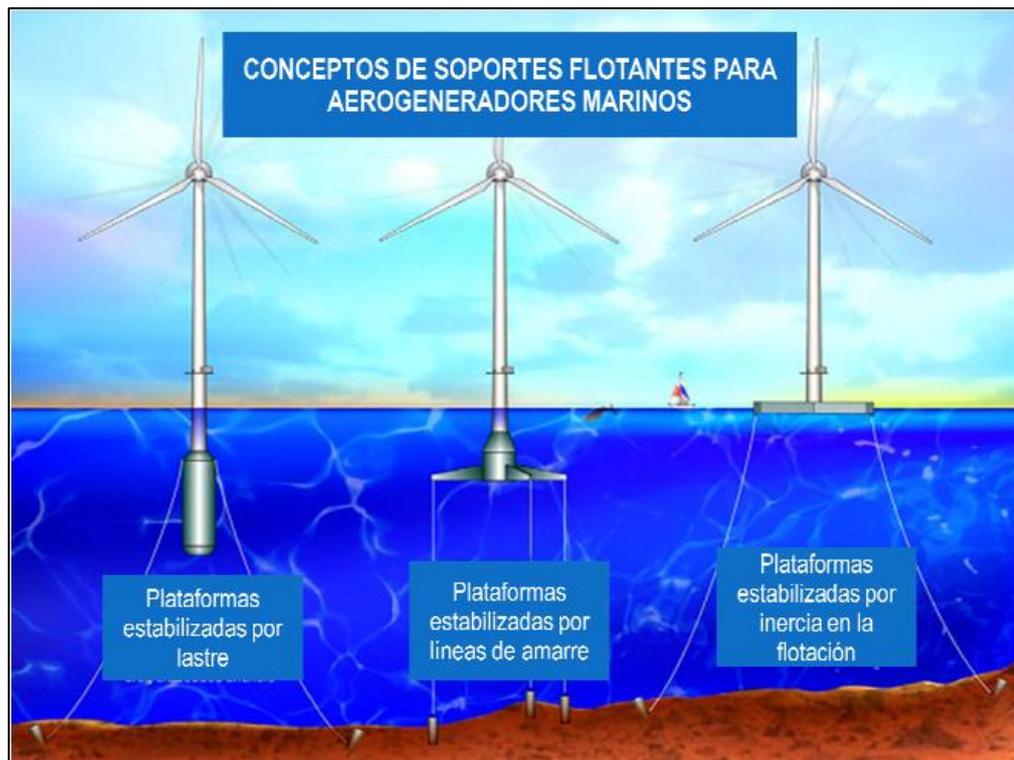


Figura 13: Tipos de estructuras flotantes (Ferreño González, Castro Santos, Díaz Casás, Formoso, & Ángel, 2011)

3 MODELIZACIÓN DE LAS VARIABLES QUE INFLUYEN EN LA VIABILIDAD DE PARQUES EÓLICOS OFFSHORE

La previsión de crecimiento de la industria eólica offshore justifica la importancia de desarrollar herramientas que faciliten a las empresas la toma de decisiones sobre la inversión en este tipo de infraestructuras.

El objetivo de este proyecto es crear un modelo que relacione las principales variables financieras y parámetros de diseño de parques eólicos offshore con su viabilidad económica.

Este modelo que se va a construir deberá por tanto ser una herramienta que permita a una empresa calcular de forma inmediata la viabilidad económica de cualquier parque eólico offshore. Además, el modelo deberá ser fácilmente modificable para adaptarse a nuevos cambios en la tecnología, en los costes, en los ingresos...

3.1 METODOLOGÍA

Los cálculos económicos se realizan desde el punto de vista de una empresa que se plantea construir un parque eólico marino, con el fin de ayudarla a tomar la decisión de si lleva a cabo el proyecto o no.

A partir de los parámetros más importantes del parque, el modelo calcula la inversión inicial, los costes asociados durante la vida útil y los ingresos percibidos durante la misma. La inversión inicial se amortiza de acuerdo con la Ley, y se valora la posibilidad de pedir un préstamo para hacer frente al gran desembolso inicial.

Con estos datos, el modelo calcula automáticamente la cuenta de resultados y los Cash Flows.

3.1.1 CASH FLOW

El Cash Flow (o Flujo de Caja) es un concepto financiero, que indica los fondos que son generados por la actividad con independencia de los criterios contables



utilizados, y el concepto que representa corresponde a los ingresos menos los gastos que suponen un desembolso efectivo para la empresa. (Escuela de Finanzas Aplicadas, 2012)

Por tanto, se calcula como el beneficio más aquellos gastos que desde un punto de vista de caja no deben ser considerados, como son las amortizaciones y provisiones.

El Cash Flow Bruto se define como:

Cash Flow Bruto = Beneficio + Amortizaciones
--

Sin embargo, esta definición de Cash Flow no tiene en cuenta la inversión inicial necesaria para generar el beneficio. Al añadir las inversiones se obtiene el Cash Flow Libre.

Cash Flow Libre = Cash Flow Bruto – Inversiones

Existen diferentes tipos de Cash Flows Libres que se utilizan para evaluar proyectos (ya que son los que consideran la inversión inicial).

- **Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda (CFSD):** es aquel utilizado por los financiadores como referencia para determinar el perfil de la deuda de un proyecto. Este flujo de caja se destina a la retribución a prestamistas (pago de intereses y disminución de deuda neta) y a la retribución al accionista.

Tabla 2: Cálculo del Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda (AFI, 2012)

	Ingresos de explotación
-	Costes de explotación
=	Resultado bruto de explotación (EBITDA)
-	Impuestos pagados
-	Inversiones en activos fijos
-	Inversiones en capital circulante
-/+	Dotación/ Rescate de cuentas de reserva
+	Ingresos Financieros
=	Cash Flow Libre para el Servicio de la deuda



Este Cash Flow es utilizado para el cálculo del Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RCSD), ratio clave para evaluar financiaciones:

$$RCSD = CFSD / \text{Servicio de la deuda (amortización de principal + intereses)}$$

El RCSD mide la capacidad de una empresa/proyecto para generar el Flujo de Caja suficiente para devolver la deuda.

En la Financiación de Proyectos, el calendario de amortización de la deuda se define en base a este RCSD.

Este ratio debe tener un valor superior a 1, lo que significa que los flujos de caja libres permiten hacer frente al servicio de la deuda, aunque con un ratio por debajo de 1,4 es muy difícil encontrar financiación.

EL RCSD permite calcular el importe máximo que una entidad puede prestar a una empresa.

- **Cash Flow Libre del proyecto (o de explotación o de los recursos invertidos):**

Es el conjunto de fondos generados por la operación de la empresa sin tener en cuenta su estructura financiera ni, por tanto, su endeudamiento. Se corresponde con el saldo de tesorería anual que quedaría en el proyecto después de haber cubierto las necesidades de inversión y después de haber hecho frente al pago de impuestos, suponiendo en todo momento que no tiene deuda. Por tanto, no depende de si se pide préstamo o no para financiar el proyecto, ni de la cantidad del mismo en caso de existir.

Tabla 3: Cálculo de Cash Flow Libre del proyecto (AFI, 2012)

+ Ingresos de explotación
- Costes de explotación
= Resultado bruto de explotación
- Amortizaciones
= Resultado de explotación (EBIT) (*)
- Impuestos sobre el resultado operativo
= Resultado de explotación después de impuestos
+ Amortizaciones
- Inversiones en activos fijos
- Inversiones en capital circulante
= Cash Flow Libre de Explotación



- **Cash Flow Libre para el accionista (o para los recursos propios):** es el flujo de fondos que queda disponible para los accionistas, después de haber cubierto las necesidades de inversión y de haber abonado las cargas financieras y devuelto el principal de la deuda que corresponda. Por tanto, para el cálculo del Cash Flow Libre para el accionista sí se tiene en cuenta el apalancamiento de la compañía, donde las entradas de deuda computarán como un cobro y las amortizaciones de deuda como un pago. El Cash Flow Libre para el accionista se corresponde con aquellos fondos que se utilizan para retribuir a los proveedores de capital de la empresa, es decir, sus accionistas.

En el caso de que no se pida préstamo para llevar a cabo el proyecto, coincidirá con el Cash Flow Libre del proyecto.

Tabla 4: Cálculo del Cash Flow para el accionista (AFI, 2012)

Resultado después de impuestos
+ Amortizaciones
- Inversiones en activos fijos
- Inversiones en capital circulante
- Amortización de deuda neta
+ Captación de deuda neta
= Flujo de caja para los recursos propios

Entre ambos flujos se establece una relación, que es la siguiente:

$$CFLac = CFLpr - i(1-t) + \text{Disposición de Deuda} - \text{Amortización de Deuda}$$

Siendo:

$$CFLac = CFLpr - i(1-t) + \text{Disposición de Deuda} - \text{Amortización de Deuda}$$

CFLac: Cash Flow Libre del accionista

CFLpr: Cash Flow Libre del proyecto

i: gastos financieros netos (gastos financieros – ingresos financieros)

t: tasa impositiva

Esta relación sirve para comprobar si los Cash Flows se han calculado correctamente. Además se comprueba lo dicho anteriormente, en el caso de que no hubiera deuda, ambos valores coinciden.

3.1.2 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS

Una vez definidos los Flujos de Caja del proyecto, se pueden utilizar diferentes indicadores que permiten conocer si el proyecto crea valor, es rentable y en qué plazo permite recuperar la inversión realizada. Entre ellos destacan:

- VAN
- TIR
- Pay-Back

- **VAN (Valor Actual Neto): Mide el valor económico del proyecto**

El VAN es el valor presente de los flujos futuros menos la inversión inicial. Una inversión es rentable cuando su VAN > 0. Cuanto mayor es el VAN, mayor es el valor económico generado.

Se puede calcular para los diferentes flujos de caja explicados anteriormente:

Si se utiliza el Cash Flow Libre del proyecto, el VAN medirá el valor económico del proyecto independientemente de cómo esté financiado, mientras que si se utiliza el Cash Flow Libre del accionista, el VAN medirá el valor económico generado para la empresa.

La tasa de descuento debe elegirse ajustada al riesgo del proyecto. Una mayor tasa de descuento significa que el proyecto representa un mayor riesgo/coste de oportunidad, luego el VAN será menor.

- **TIR (Tasa Interna de Rentabilidad): Mide la capacidad de generar rendimientos**

La Tasa Interna de Rentabilidad es el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea 0. El criterio a la hora de aceptar un proyecto, es comparar la TIR con el coste de oportunidad de la inversión

Si $TIR > i^*$ (coste de oportunidad): el proyecto se debe aceptar

Si $TIR < i^*$ (coste de oportunidad): el proyecto se debe rechazar

Cuanto mayor sea la TIR, más atractivo es invertir en el proyecto.

Aplicando el TIR al criterio del VAN, si la tasa de descuento es menor que el TIR, entonces el VAN es mayor que 0 y viceversa.

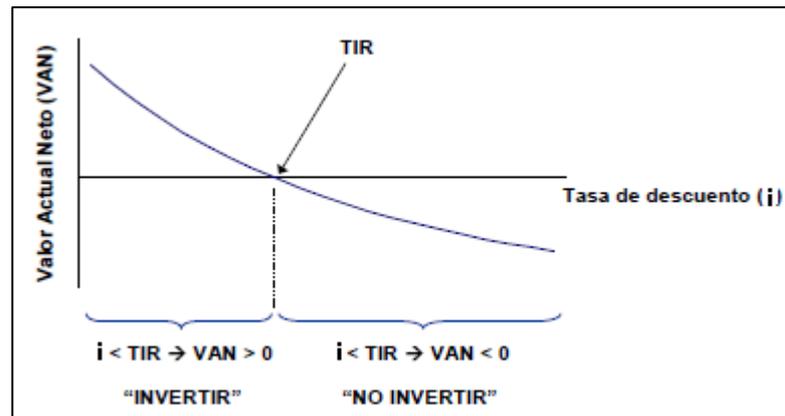


Figura 14: Gráfico que relaciona la TIR con el VAN y la tasa de descuento (AFI, 2012)

Al igual que en el caso del VAN, si se usa el Cash Flow Libre del proyecto, la TIR medirá la rentabilidad del proyecto, independientemente de cómo esté financiado. Si se usa el Cash Flow Libre del accionista, la TIR medirá la rentabilidad para la empresa.

- **Pay-Back (Periodo de Recuperación): Mide la capacidad de recuperar la inversión:**

El Pay-Back mide el número de años que se tarda en recuperar la inversión inicial, es decir, el tiempo que transcurre hasta que el flujo de caja acumulado se hace positivo por primera vez.

Según el criterio del Pay-Back, cuanto menor sea el tiempo de recuperación, más atractivo es el proyecto.

Este método tiene varias limitaciones:

- No considera el valor temporal de los flujos de caja (menos valiosos cuanto más alejados en el tiempo)

- No considera todos los flujos de caja del proyecto: no tiene en cuenta los flujos de caja que se generan después de recuperar la inversión, por lo que se podría llegar a aceptar proyectos con VAN negativo y rechazar proyectos con VAN positivo.

3.1.3 CRITERIO UTILIZADO

El modelo elaborado calcula todos los parámetros de análisis arriba explicados, que serán de utilidad para evaluar la conveniencia de llevar a cabo un proyecto o no.

Para la empresa, las herramientas más importantes son las que utilizan el Cash Flow para el accionista, y a la hora de estudiar la sensibilidad de los parámetros, el criterio utilizado será el VAN para el accionista, por considerarse como el más representativo sobre la valor económico que genera el proyecto para la empresa.

3.2 FUNCIONAMIENTO Y DESCRIPCIÓN DEL MODELO

Este modelo consta de un cuadro de mando donde se introducen las variables financieras consideradas y los parámetros del parque eólico offshore cuya viabilidad económica se quiera calcular.

Se han identificado las variables que más peso tienen en el análisis económico de un parque y se han relacionado con los indicadores de rentabilidad, de forma que al cambiar los valores del cuadro de mando, automáticamente se calculan los nuevos indicadores económicos.

El modelo se construye en una hoja de cálculo, distribuyéndose en distintas pestañas u hojas del mismo. Cada una de estas hojas se explica después del punto 3.2.1.

3.2.1 LIMITACIONES

El modelo considera una vida útil del parque de 20 años, ya que es lo que se prevé actualmente para este tipo de parques. Sin embargo, cabe destacar que no está refrendado empíricamente, pues no existe un número significativo de referencias del pasado. En cualquier caso, adaptar el modelo a otra vida útil es tan sencillo como arrastrar o eliminar las columnas pertinentes de la hoja de cálculo.

Algunos valores como el coste de los aerogeneradores o el coste de los cables se han calculado de forma aproximada ya que es información que los suministradores no proporcionen abiertamente, por lo que se han utilizado valores que se suelen emplear en el sector optando siempre por el precio más conservador. Es decir, no se ha escatimado en gastos para inflar los valores de la rentabilidad, sino que se ha primado el factor seguridad.

Sobre las subestructuras, se han considerado los costes de las más utilizadas a día de hoy: hasta 25 metros de profundidad monopilote y desde 25 hasta 55 metros trípode. A partir de 55 metros debería utilizarse plataformas flotantes. Actualmente no se producen en serie, sino que solo hay prototipos, por lo que se ha utilizado el coste de la plataforma Sway ya que es la más barata. En cualquier caso, los costes se pueden actualizar simplemente cambiando el valor de la celda del coste de la plataforma, y el modelo automáticamente cambia todos los resultados en función de ese nuevo valor.

3.2.2 CUADRO DE MANDO

En esta hoja vienen recogidas las variables más importantes que van a definir el parque y su rentabilidad económica. Aquí se introducen los valores de los parámetros del parque cuyo análisis económico se quiere hacer, así como de los parámetros financieros que se considera que van a ser de aplicación.

Automáticamente el modelo calculará los indicadores sobre rentabilidad económica antes explicados: VAN, TIR y Pay-Back.

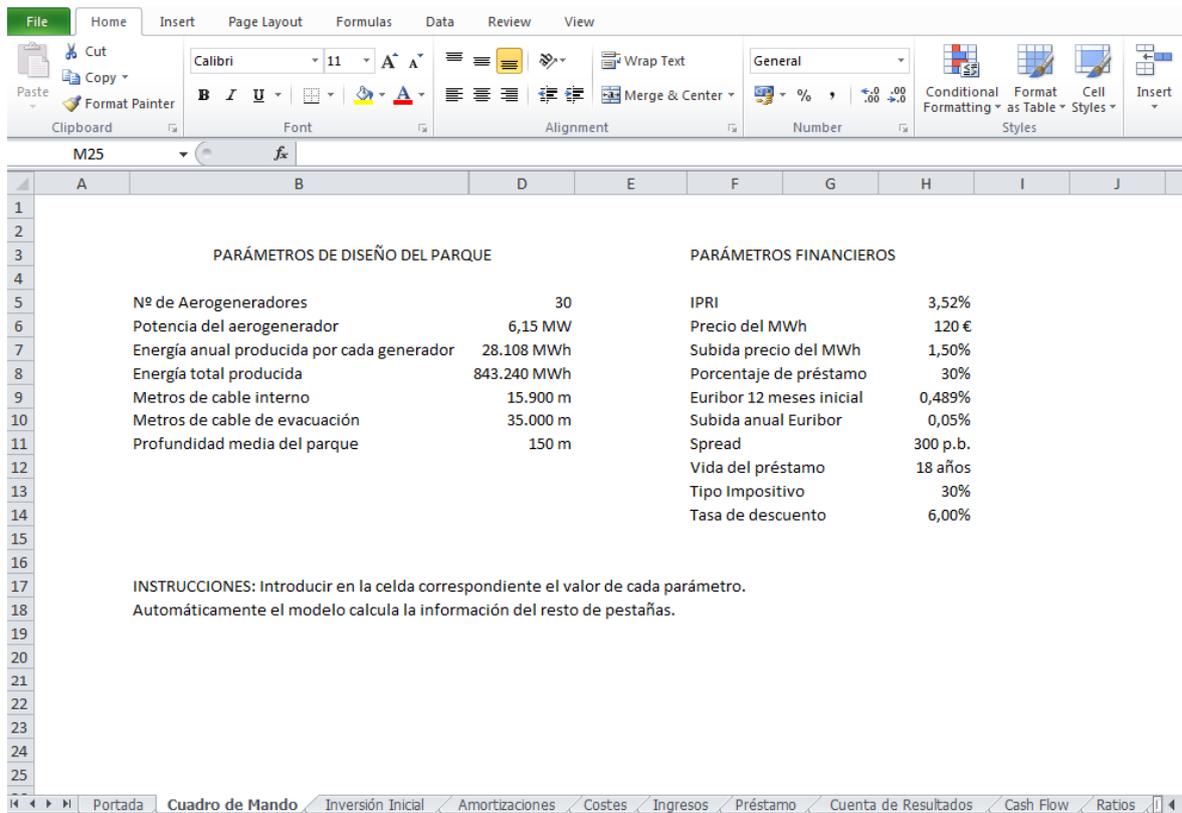


Figura 15: Cuadro de mando del modelo y aspecto general de la hoja de cálculo.

3.2.3 INVERSIÓN INICIAL

En esta hoja se recogen las partidas más importantes que definen la inversión inicial necesaria para poner en marcha el parque eólico offshore.

La inversión inicial se desglosa en aerogeneradores, plataformas, subestación offshore, conexión eléctrica, ingeniería y estudios previos e imprevistos.

3.2.4 AMORTIZACIONES

La inversión inicial es amortizada a lo largo de la vida de los equipos. La legislación establece los porcentajes mínimos y máximos del coste que se pueden amortizar cada año, y vienen recogidos en el Real Decreto 1777/2004 de 30 de julio.

Para este modelo se ha utilizado el coeficiente máximo, de modo que los bienes se amortizan lo antes posible.

AGRUPACIÓN 15. PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS		
	Coeficiente lineal máximo — Porcentaje	Periodo máximo — Años
<i>Grupo 151. Producción, transporte y distribución de energía eléctrica</i>		
1. Centrales hidráulicas, de bombeo y mixtas:		
Obra civil	3	68
Equipamiento electromecánico	5	40
2. Centrales térmicas	7	30
3. Centrales nucleares, incluidos los terrenos ocupados en la zona bajo control del explotador	5	40
4. Centrales eólicas	8	25
5. Centrales experimentales	10	20
6. Líneas de transporte	5	40
7. Subestaciones:		
a) Convencionales	5	40
b) Blindadas	3	68
8. Reparto y distribución	4	50
9. Aparatos de medida	7	30
10. Instalaciones de despacho de maniobra	10	20
11. Otras instalaciones técnicas	8	25
<i>Grupo 152. Producción, transporte y distribución de gas</i>		
1. Instalaciones de producción y regasificación:		
a) Instalaciones de carga y descarga	8	25
b) Depósitos de almacenamiento	5	40
c) Instalaciones de vaporización	10	20

Figura 16: Página del Real Decreto donde se recogen los coeficientes de amortización máximos en función del activo (Real Decreto 1777/2004, 2004)

3.2.5 COSTES

Para realizar adecuadamente el cálculo de los Cash Flows y de la cuenta de resultados, los costes se separan en dos tipos:

- **Costes operativos**

Son aquellos derivados del O&M (Operación y Mantenimiento), los cuales la “European Wind Energy Association” estima en 15€/MWh de energía producida, y la provisión de desmantelamiento. Esto es que una vez alcanzado el fin de la vida útil del parque, hay que proceder a retirar las instalaciones y dejar el espacio marino como estaba antes de la construcción del parque. Para ello se ha considerado el coste como un 10% de la inversión inicial, y se repercute a lo largo de la vida útil.

- **Otros gastos de explotación**

Aquí se incluyen el gasto de la prima del seguro, que se considera un 2% anual de la inversión inicial, y el coste estructural de la empresa, que se ha calculado como el 2% de los ingresos generados por el parque cada año.

Todos los costes se actualizan anualmente en función del IPRI (Índice de Precios Industriales), que “mide la evolución mensual de los precios de los productos fabricados por la industria y vendidos en el mercado interior en la primera etapa de su comercialización” (Instituto Nacional de Estadística, 2014). Este dato es proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

3.2.6 INGRESOS

Los ingresos se calculan como la energía producida que se incorpora a la red multiplicada por su precio. Debido a la incertidumbre existente en este momento en España sobre el futuro de las energías renovables, se establece un precio por el MWh sin entrar en un análisis pormenorizado del mismo, pues al fin y al cabo el concepto por el cual llegue el ingreso (prima por ser energía renovable o precio medio al que se paga la energía) no tiene mayor relevancia a efectos financieros.

En cualquier caso, habrá que evaluar la situación legislativa del país en el momento de hacer el análisis de viabilidad y las previsiones existentes en materia de energías renovables.

Los ingresos se actualizan anualmente en función de un valor igual al IPC menos un 0,5%.

3.2.7 PRÉSTAMO

Se considera la posibilidad de pedir un préstamo para afrontar la inversión inicial, y se sigue un esquema de amortización lineal, esto es que se amortiza siempre la misma cantidad de deuda cada año y se pagan los intereses sobre la deuda viva.

El interés utilizado es el Euribor a 12 meses, del que se estima su evolución anual, más el diferencial que cobra el banco.

3.2.8 CUENTA DE RESULTADOS Y CASH FLOWS

Con los valores resultantes de los apartados anteriores, el modelo calcula automáticamente la cuenta de resultados y los Cash Flows Libres del proyecto, para el accionista y para el servicio de la deuda, que se utilizan posteriormente para calcular los indicadores de rentabilidad.

3.2.9 RATIOS

En esta pestaña vienen recogidos todos los indicadores de rentabilidad del proyecto que se han explicado en el apartado 3.1.2: el VAN, la TIR y el Pay-Back del proyecto, y el VAN, la TIR y el Pay-Back para el accionista. También calcula el Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda.

4 CASO PRÁCTICO: PARQUE FRENTE A LA COSTA DE CÁDIZ

Para comprobar el funcionamiento del modelo, se diseña un parque eólico offshore en la costa española y se analiza su rentabilidad económica.

4.1 DISEÑO DEL PARQUE

4.1.1 LOCALIZACIÓN

En primer lugar, hay que decidir la ubicación del parque. Para ello hay que tener en cuenta varios condicionantes.

- **LEGISLACIÓN**

- **Real Decreto 1028/2007**: En primer lugar, es necesario cumplir lo dispuesto en el Real Decreto 1028/2007 de 20 de julio de 2007, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Este Real Decreto define parque eólico marino o instalación de generación eólica marina como “todo proyecto de inversión que se materialice en la instalación integrada de uno o varios aerogeneradores, interconectados eléctricamente mediante redes propias, compartiendo una misma estructura de accesos y control, con medición de energía propia y con conexión a la red de transporte, y ubicado físicamente en el mar territorial.” (Real Decreto 1028/2007, 2007)

E impone una serie de condicionantes: “Las instalaciones de generación eólicas marinas que se pretendan ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW.” Aunque la disposición final segunda establece que “se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar, hasta en un 20 por ciento al alza o a la baja, el límite de 50 MW” y “permite las autorizaciones administrativas de instalaciones de generación eólicas marinas de potencia inferior o igual a 10 MW, cuando tengan por finalidad la investigación, desarrollo, innovación y demostración de tecnología aplicada a la generación eólica marina”.

En cuanto a la zona de reserva para las instalaciones, dispone que “las superficies que sean objeto de reserva de zona y concesión del dominio público marítimo-terrestre, para la instalación de un parque eólico marino, podrán tener la forma que solicite el peticionario, pero habrán de quedar definidas por la agrupación de cuadriláteros de diez segundos sexagesimales de lado, adosados al menos por uno de sus lados. Dichos cuadriláteros deberán coincidir con grados y minutos enteros de latitud y longitud y, en su caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de diez.”

Además, la disposición adicional tercera establece la necesidad de que los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio, de Medio Ambiente, y de Agricultura, Pesca y Alimentación, elaboren un Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.

- Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos:

El 16 de abril de 2009, se suscribió una resolución conjunta por la que se aprobaba el “Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos”. A continuación se recoge la información más relevante de dicho estudio a tener en cuenta.

“El objetivo de este estudio es la determinación de las zonas del dominio público marítimo-terrestre que, a los solos efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos. El ámbito de estudio considerado abarca una banda litoral de aproximadamente 24 millas náuticas medidas desde la línea de base recta, incluyendo además las aguas interiores definidas por la misma. Esta banda es suficientemente amplia para abarcar la totalidad de los proyectos eólicos marinos previsibles actualmente, con el estado presente de la tecnología eólica marina comercial”. Aunque su aplicación presenta dos excepciones:

“No es de aplicación a las instalaciones de generación eólicas marinas de potencia igual o inferior a 10 MW, cuando tengan por finalidad la investigación, desarrollo, innovación y demostración de tecnología aplicada a la generación eólica marina,” ni “tampoco es de aplicación a la línea de evacuación subacuática del parque hasta tierra, cuyos efectos sobre el medio ambiente se analizarán durante el procedimiento de evaluación ambiental de cada proyecto concreto, debido a que presentan múltiples alternativas de trazados e impactos locales.” (Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parque eólicos marinos, 2009)

En el estudio se distinguen un total de 72 áreas eólicas marinas, definidas como la extensión de superficie comprendida entre dos paralelos y dos meridianos cuya separación sea de un grado, afectadas por la zona de estudio, como se puede ver en la Figura 17.

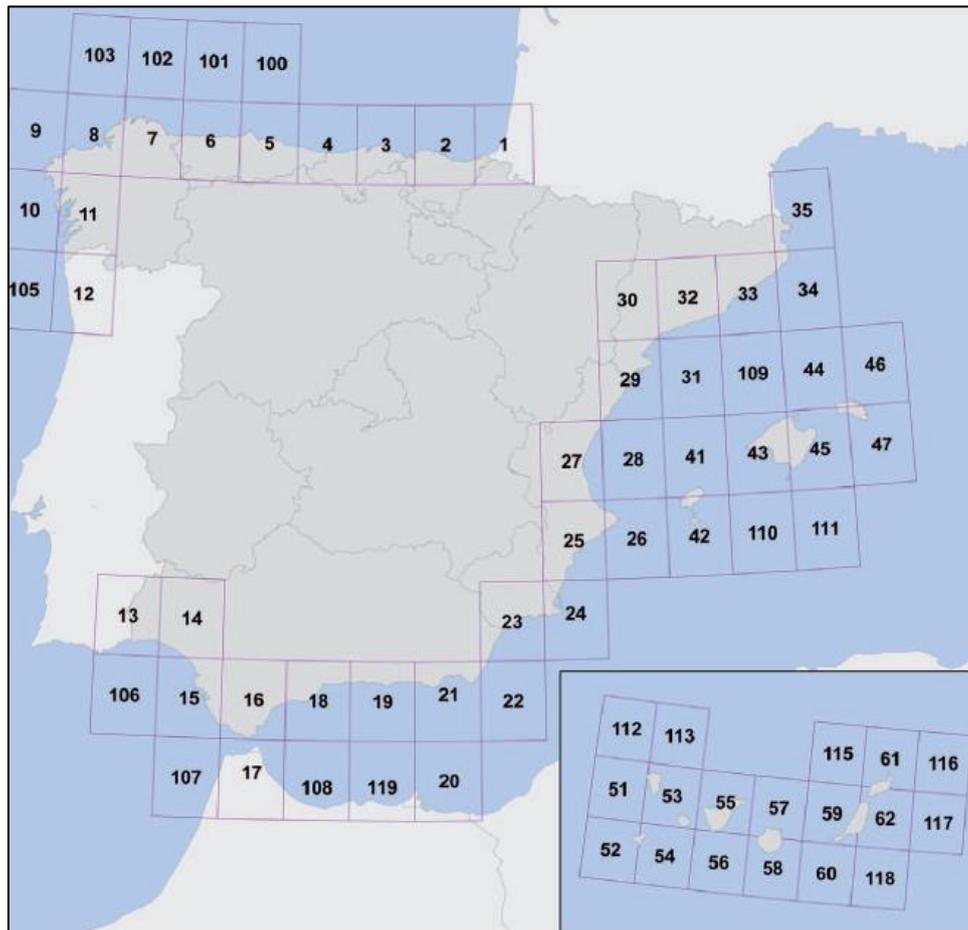


Figura 17: Zonificación de las áreas eólicas marinas (Estudio Estratégico Ambiental, 2009)

Este estudio clasifica el territorio en tres zonas:

a) Zonas aptas (representadas en color verde): las áreas más adecuadas para el establecimiento de parques eólicos marinos por ser reducidos, en principio, sus efectos ambientales frente a las ventajas que presentan. Se insiste en que la clasificación de una zona como apta no exime de la realización y aprobación de los correspondientes estudios de impacto ambiental posteriores asociados a la autorización de la instalación de aprovechamientos de la energía eólica en el mar.

b) Zonas aptas con condicionantes medioambientales (representadas en color amarillo): las áreas en las que los efectos o conflictos detectados deberán ser analizados en detalle durante el procedimiento de evaluación ambiental de cada proyecto concreto.

c) Zonas de exclusión (representadas en color rojo): las áreas que se deben excluir del proceso por haber sido identificados sus potenciales efectos ambientales significativos, o conflictividad con otros usos del medio marino.

Además, hay que tener en cuenta otras zonas que no se han representado:

- Será zona de exclusión la banda batimétrica comprendida entre la bajamar y la batimetría de -10 m (se ha representado de forma orientativa), para proteger el litoral y la estabilidad en las costas adyacentes.

- Será zona apta con condicionantes medioambientales la banda batimétrica entre los -10 y los -15 metros, para evitar afectar a la dinámica litoral, así como la banda de 8 km paralela a la línea de costa, establecida en base al impacto visual de los aerogeneradores desde la costa.

Debido a la necesidad de conservar el paisaje para no disminuir la afluencia de turismo, que tiene una gran importancia económica para España, se evitará construir en la banda de 8 km paralela a la costa.

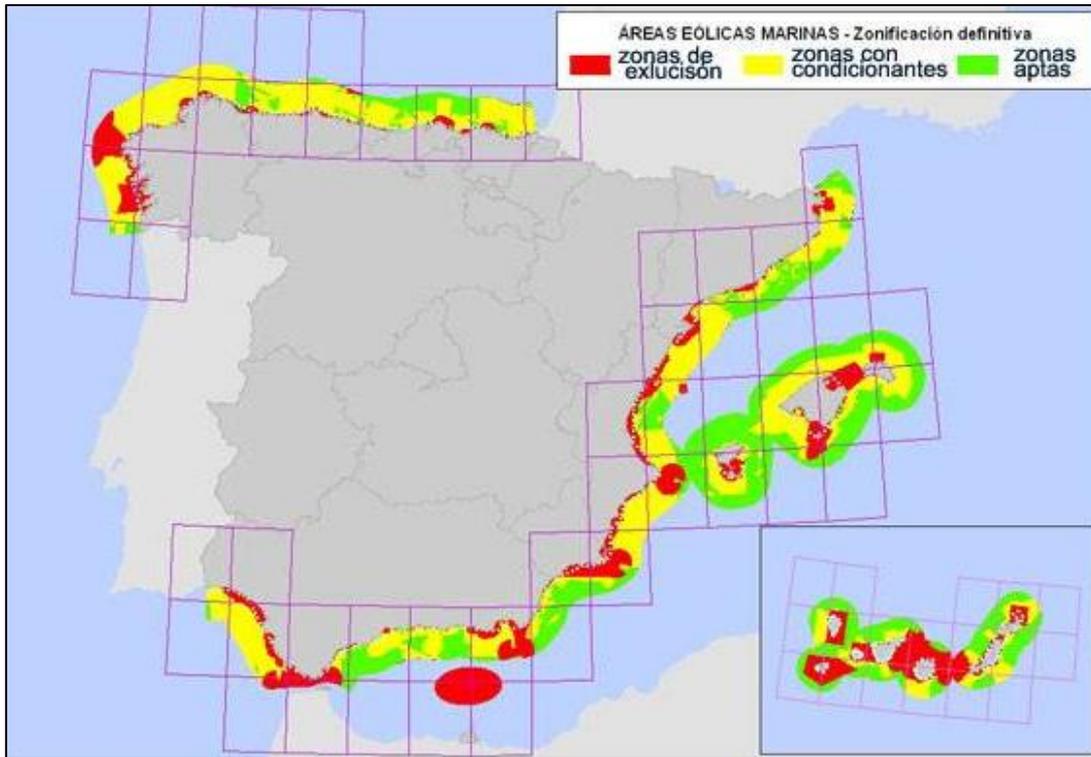


Figura 18: Clasificación del territorio en zonas aptas, aptas con condicionantes ambientales y de exclusión. (Estudio Estratégico Ambiental, 2009)

- **VIENTO**

Las turbinas que hay actualmente en el mercado alcanzan su potencia nominal a velocidades de viento de aproximadamente 12 m/s (Staffel, 2012), luego hay que buscar una localización con una velocidad de viento media lo más cercana posible a ese valor para producir una mayor cantidad de energía.



Figura 19: Mapa eólico de España (IDAE; TRUEWIND)

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Gobierno de España, ha elaborado un mapa de España (Figura 19) en el que se recoge el viento medio anual a 80 metros de altura, similar a la altura que se suele encontrar el buje de la turbina, con el fin de facilitar la elección de la localización de los parques (IDAE; TRUEWIND). Además, en la página web del IDAE hay una aplicación que permite calcular la energía generada en cualquier punto de la costa por cualquier aerogenerador.

Se observa que las zonas que tienen una velocidad media de viento más elevada y que por tanto tendrán un factor de capacidad más elevado y una mayor producción, están cerca de Galicia, en el estrecho de Gibraltar y frente Almería, en el norte de la Costa de Girona y en la Islas Canarias.



- **BATIMETRÍA**

La batimetría definirá el tipo de estructura sobre la que se colocará la turbina. La costa española se caracteriza porque la plataforma continental es muy estrecha, y a pocos kilómetros de tierra la profundidad es muy grande. Puesto que la distancia mínima a la costa a la que se puede situar un parque eólico marino son 8 kilómetros, en muchos casos sería necesario el uso de plataformas flotantes adecuadas para grandes profundidades en lugar de plataformas fijas al lecho marino que son las más utilizadas a día de hoy. Es decir, cuando se desarrolle la tecnología de estructuras flotantes en España habrá una mayor cantidad de recurso eólico disponible para ser aprovechado.

4.1.2 AEROGENERADOR

En la actualidad existen varias empresas que fabrican aerogeneradores, como Siemens, BARD, Vestas, Senvion... Para este parque se elige la turbina 6.2M152 de la empresa Senvion, que es de la misma serie que la 6.2M126, pero tiene el rotor más grande y su curva de potencia permite producir más electricidad para las mismas condiciones de viento. (Senvion, 2014)

La turbina 6.2M126 ya se está probando en distintos parques offshore, como Thornton Bank II y III en Bélgica. Para este proyecto se admite que la turbina 6.2M152 funciona correctamente.

Sus principales características son:

Tabla 5: Características del aerogenerador 6,15M152 (Senvion, 2014)

Potencia nominal	6,15 MW
Altura del buje	95.0 – 110.0 metros (según localización)
Diámetro del rotor	152 metros
Peso de la góndola	350 toneladas aprox.
Peso de cada paleta	25,5 toneladas aprox.
Peso del buje	80 toneladas aprox.

La curva de potencia, que muestra la potencia que ofrece la turbina en función de la velocidad del viento, es la siguiente:

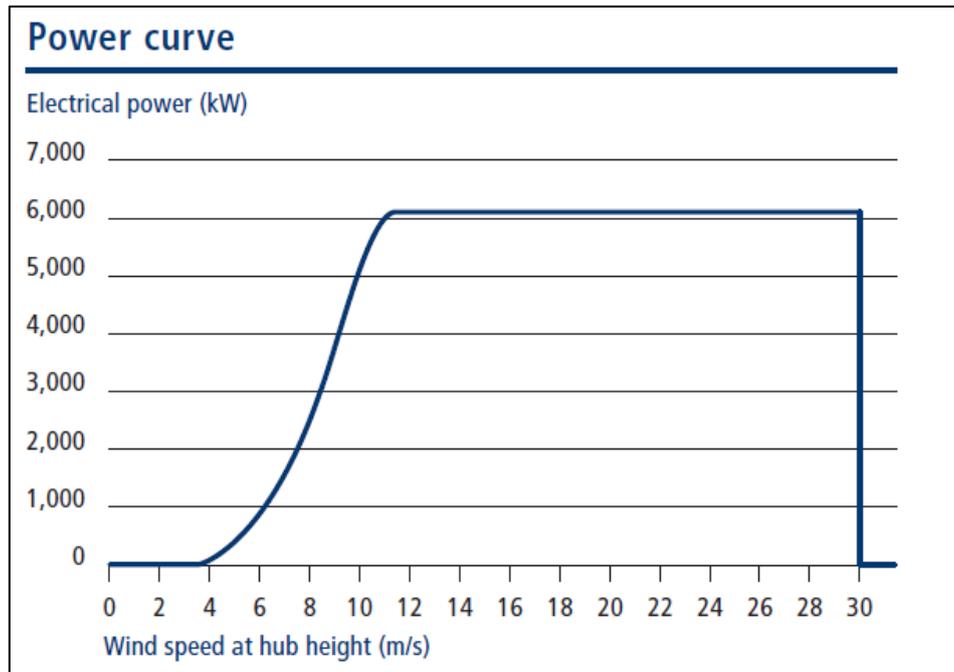


Figura 20: Curva de potencia de la turbina 6,15M152 (Senvion, 2014)

4.1.3 DISEÑO Y DISPOSICIÓN

El parque contará con 30 aerogeneradores, lo que hace una potencia nominal total de 184,5 MW. De este modo, se cumple con la Ley que obliga a instalar un mínimo de 50 MW.

- **UBICACIÓN**

El lugar en el que se construya el parque ha de cumplir los condicionantes expuestos en el apartado 4.1.1, es decir, estar situado en una zona apta para la instalación de parque eólicos marinos, y ocupar una zona cuyas coordenadas coincidan con grados y minutos enteros de latitud y longitud y, en su caso, con un número de segundos que necesariamente deberá ser múltiplo de diez. Además, la velocidad del viento ha de ser lo mayor posible para que la producción sea más elevada.

La costa de Cádiz cumple satisfactoriamente con estos requisitos, así que se elige como ubicación del parque. En concreto, la zona elegida se recoge en la Figura 21:

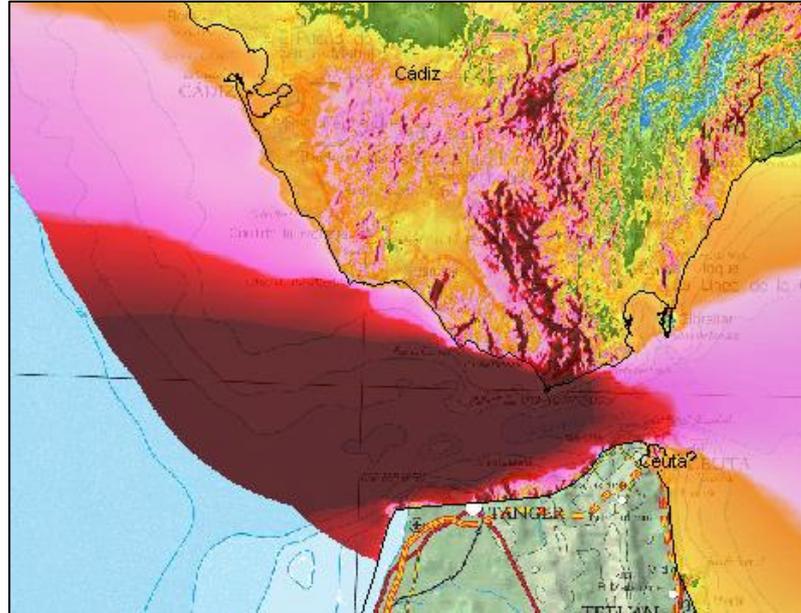


Figura 21: Velocidad del viento y batimetría en la costa de Cádiz (IDAE)

Como se observa por el color del mapa, la velocidad media del viento en algunas zonas es superior a 10 m/s (leyenda en la Figura 19), así que para una mayor producción se tratará de construir ahí el parque.

Considerando todo lo expuesto anteriormente, los aerogeneradores se construirán en la zona que se representa en forma de rectángulo negro.



Además, la velocidad media a 80 metros es superior a 10 m/s (leyenda en la Figura 19), por lo que es un lugar idóneo para su instalación.

La profundidad del lecho marino varía entre 100 metros y algo más de 200 metros de profundidad, lo que obliga a utilizar plataformas flotantes. Se puede considerar una profundidad media de 150 metros.

La zona cuya ocupación se va a solicitar tiene forma rectangular, y las coordenadas de sus vértices están recogidas en la siguiente tabla. Se ha respetado lo requerido por la Ley, las coordenadas son múltiplos de 10 segundos, y el área cubre una superficie mayor que la estrictamente necesaria para la instalación del parque eólico, por motivos de seguridad.

Tabla 6: Coordenadas de los vértices de la zona donde se construirá el parque eólico

Vértice	Longitud	Latitud
Inferior derecho	-6° 22' 40"	36° 0' 50"
Superior izquierdo	-6° 24' 60"	36° 4' 0"
Superior derecho	-6° 22' 40"	36° 4' 0"
Inferior izquierdo	-6° 24' 60"	36° 0' 50"

La rosa de los vientos de la zona indica que la mayor parte del viento procede del este, luego se diseñará el parque eólico con las filas perpendiculares a esa dirección, por los motivos explicados anteriormente.

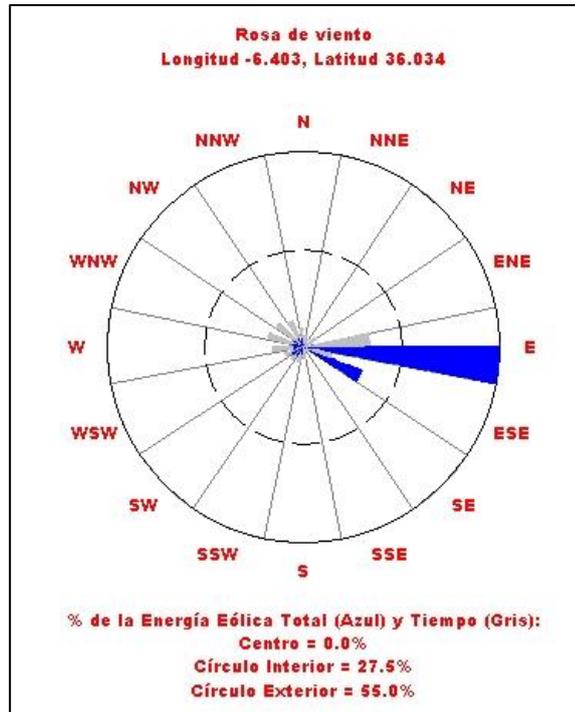


Figura 24: Rosa de los vientos en la ubicación del parque (IDAE)

- **LAYOUT**

Los aerogeneradores se colocarán en posición de tresbolillo con la finalidad de reducir el efecto estela.

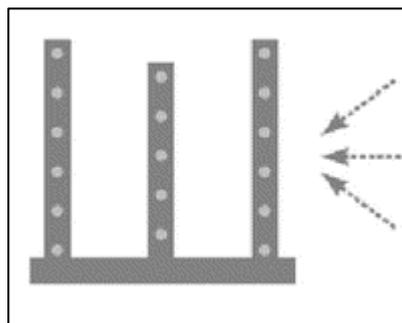


Figura 25: Disposición de aerogeneradores en tresbolillo (Moreno Figueredo)

El efecto estela provoca una disminución en la producción de energía por la reducción de la velocidad del viento incidente en los aerogeneradores sotavento, ya que el viento es frenado por la máquina de delante. También produce un incremento

de cargas dinámicas sobre los aerogeneradores debido al aumento del nivel de turbulencia incidente en cada uno de ellos, por lo que la vida útil de la máquina se acorta (Crespo, Migoya, García, Fernando, & Prieto, 2010).

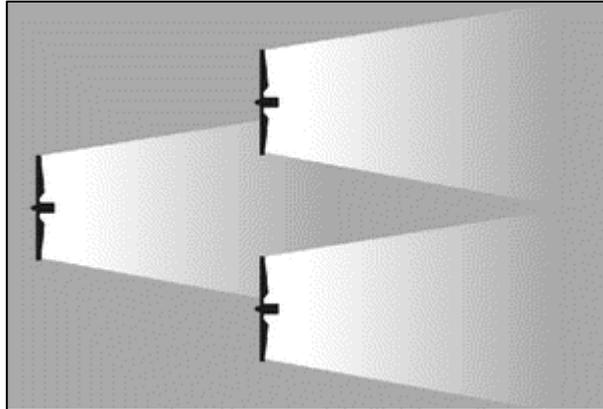


Figura 26: Representación gráfica del efecto estela de aerogeneradores (Moreno Figueredo)

Los aerogeneradores se colocarán en 3 filas de 10 turbinas cada una, de forma que el viento más predominante incida de forma perpendicular en el lado del parque que cuenta con más turbinas, es decir, la fila de 10 turbinas estará perpendicular a la dirección del viento predominante, para optimizar la producción de energía.

Para minimizar el efecto estela, hay que dejar una separación entre los aerogeneradores de entre 6 y 10 diámetros del rotor en la dirección del viento predominante, y entre 1 y 3 diámetros en la dirección normal al mismo. Para optimizar la producción, elegimos 10 y 3 diámetros respectivamente, es decir, $10 \cdot 152 \approx 1500$ metros y $3 \cdot 152 \approx 450$ metros.

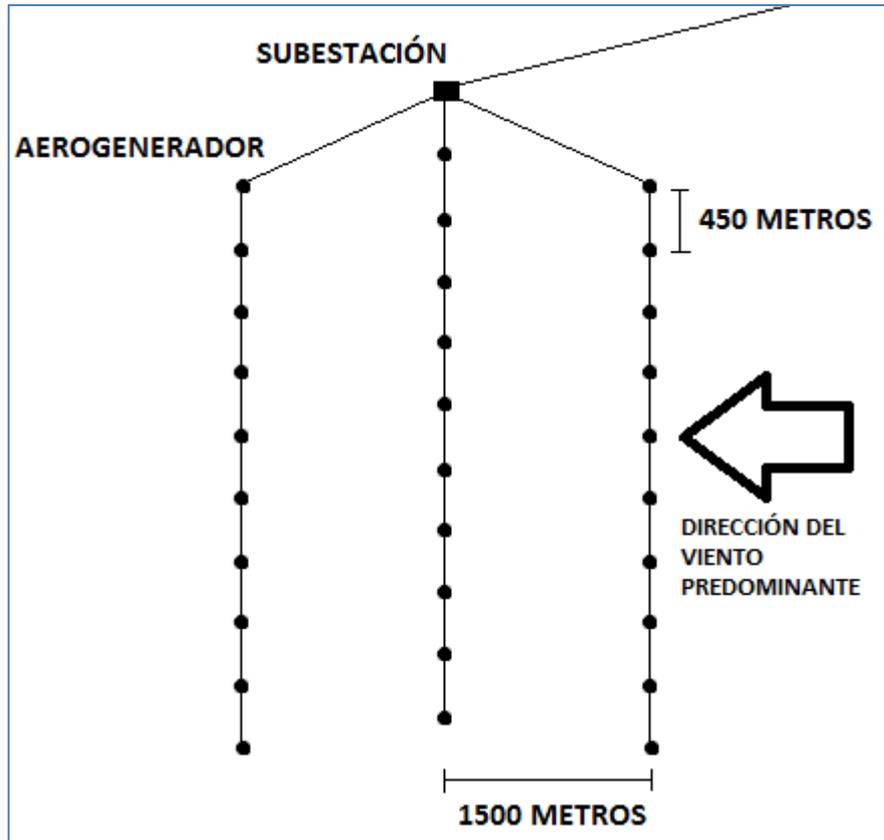


Figura 27: Disposición del parque eólico offshore (Elaboración propia)

4.1.4 ENERGÍA PRODUCIDA

Con la información anterior, entrando en la aplicación del IDAE se puede hallar la energía producida en el parque eólico. Para simplificar los cálculos, se hallará la energía producida por un aerogenerador y se considerará que todos tienen la misma producción. Debido a la incertidumbre en el cálculo efectuado por la aplicación y a que los aerogeneradores están cerca entre ellos, se considera una buena aproximación.

La aplicación de la página web del IDAE permite calcular la energía producida en cualquier punto de la costa española, introduciendo los datos de la curva de potencia del aerogenerador (Figura 20).

Además, permite considerar un coeficiente corrector de pérdidas global para considerar la existencia de pérdidas de producción por indisponibilidades técnicas de

parque y red, pérdidas eléctricas en la evacuación, efecto estela... Se estima en un 15%.

Entrando en la aplicación con la curva de potencia de la turbina 6.2M152 en la zona donde va a estar el parque se obtiene:

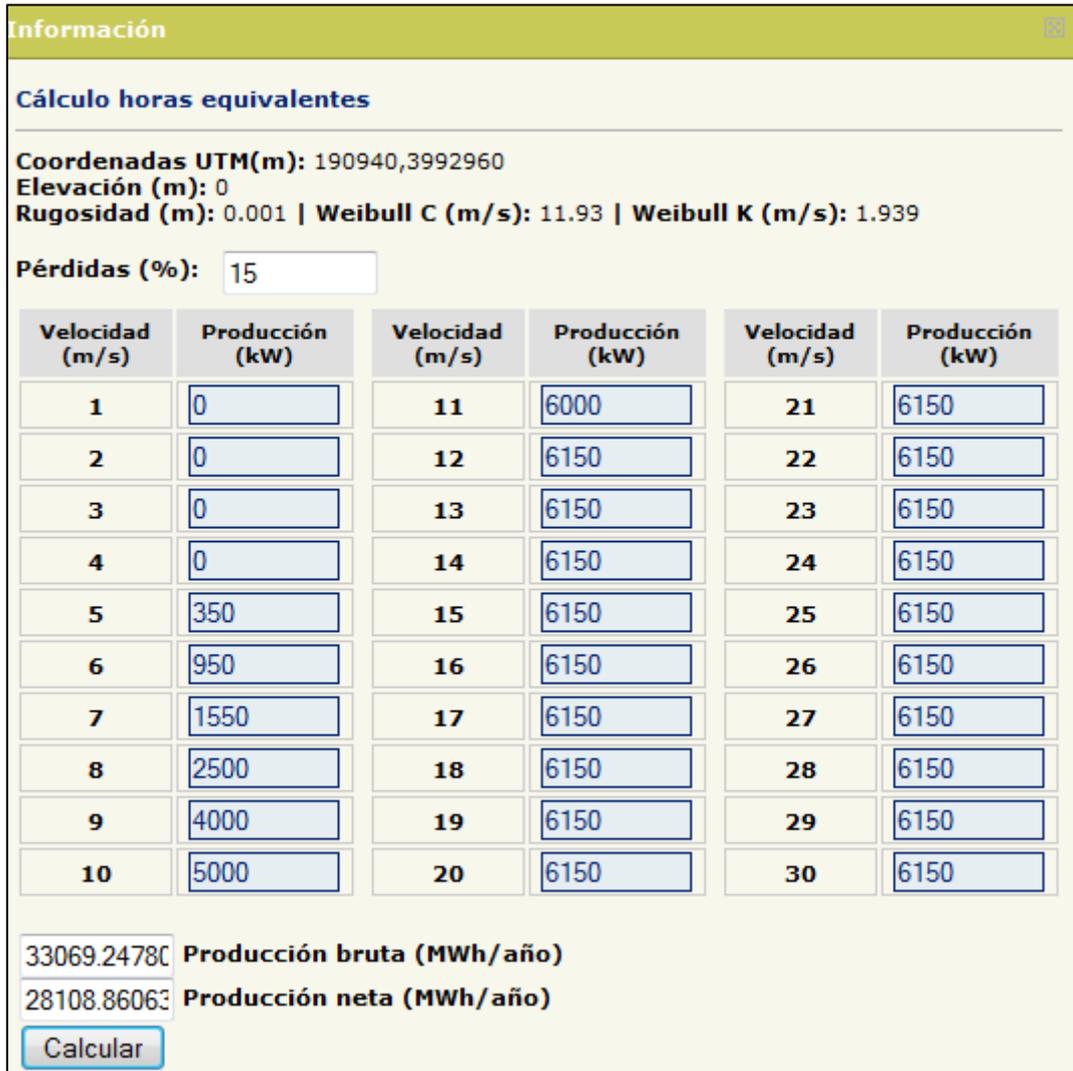


Figura 28: Energía producida por un aerogenerador (IDAE; TRUEWIND)

La energía neta producida por cada aerogenerador es de 28.109 MWh.

4.1.5 PLATAFORMA

Al encontrarse el parque eólico marino a profundidades mayores de 50 metros, es necesario utilizar una plataforma flotante para sostener la turbina. Las plataformas flotantes son una tecnología que está siendo probada en el presente y tiene una gran proyección para el futuro, ya que permitirá aprovechar un recurso eólico que ahora mismo queda fuera de nuestro alcance por encontrarse en zonas con grandes profundidades. (SWAY)

Para este proyecto se va a utilizar las plataformas SWAY, debido a su bajo coste comparado con otras plataformas flotantes.

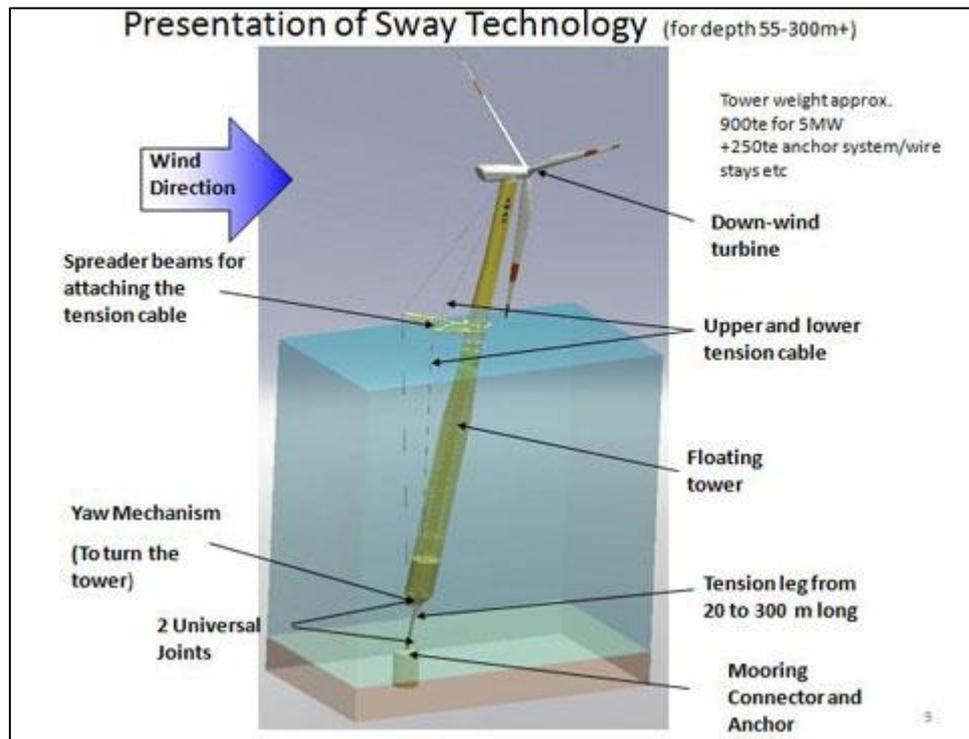


Figura 29: Esquema de la plataforma Sway (SWAY)

La estructura flotante Sway es una plataforma estabilizada por lastre, y está anclada al lecho marino con una línea de amarre tensionada equipada con una rótula, lo que permite virar la estructura cuando el viento cambia de dirección.

Es compatible con las turbinas comerciales disponibles en el mercado de entre 2,5 y 12 MW, y se puede utilizar a profundidades desde 55 metros hasta más de 300.

Esta plataforma se coloca a sotavento, y la torre es sujeta por un sistema patentado de varillas, similar al mástil de un barco, que permite reducir el peso de acero de la torre en casi un 50%. Además, el sistema de anclaje supone un gran coste en las plataformas flotantes actuales, pero este sistema de una sola línea de amarre permite ahorrar entre un 60% y un 70% respecto a las que utilizan un sistema de anclaje en catenaria.

Debido a la pequeña cantidad de acero utilizado y lo minimalista de su sistema de anclaje, el coste total de la torre, cimentación y anclaje se estima en menos de la mitad del coste de otras plataformas flotantes del mercado, y es comparable al coste de una cimentación jacket a una profundidad de 30m.

La viabilidad del sistema ha sido verificada con un gran número de simulaciones dinámicas durante más de ocho años y con un prototipo que se instaló en Noruega, aunque finalmente no se obtuvieron los resultados deseados. Para este proyecto se supondrá que la plataforma funciona adecuadamente desde un punto de vista técnico.

4.1.6 CONEXIÓN Y TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD

La electricidad es producida en el parque eólico offshore, que se encuentra a 35 kilómetros de la costa, luego es necesario transportarla para incorporarla a la red y proceder a su distribución y consumo.

Para el estudio de este apartado se definen:

- El cableado interno o línea interna, que es aquella que une los aerogeneradores con la subestación o el punto de conexión del parque. (Couñago, Barturen, & Díaz, 2010)

- La línea de evacuación, generalmente de alta tensión, une el punto de conexión offshore con el punto de conexión en tierra. Es la línea de 184,5 MW.

- El punto de conexión desde donde parte la línea de evacuación a tierra. Normalmente es una subestación offshore en la que se ubican los transformadores

- El punto de conexión a red que es donde llega la línea de evacuación de 184,5 MW.

La evacuación de la electricidad puede ser a la tensión de salida de los aerogeneradores, o a una tensión más elevada utilizando una subestación offshore. A su vez, puede evacuarse en corriente continua o alterna.

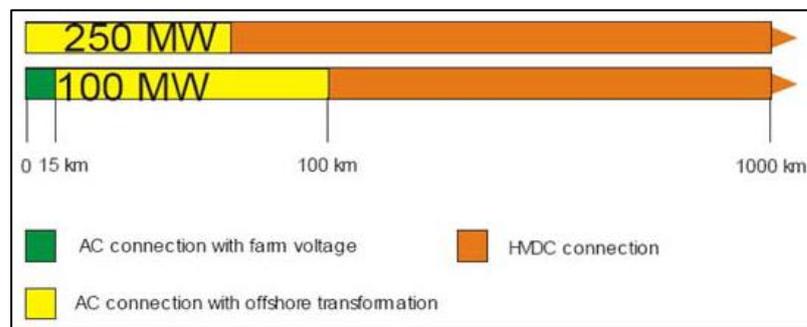


Figura 30: Recomendación para la evacuación de la electricidad en función de la potencia y la distancia (Couñago, Barturen, & Díaz, 2010)

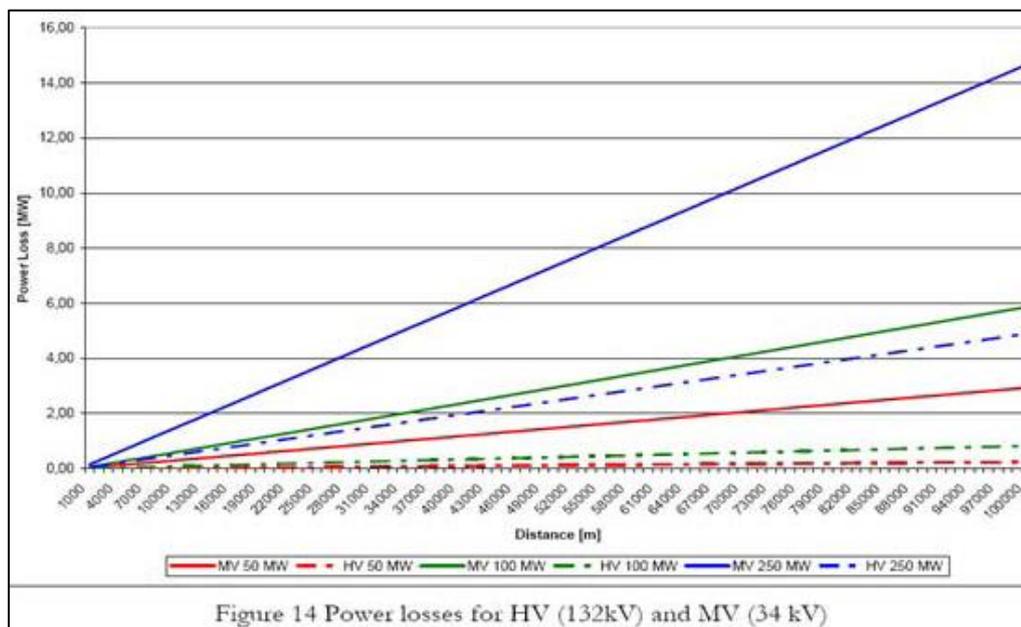


Figura 31: Pérdidas de potencia en función de la longitud del cable, el voltaje y la potencia (Couñago, Barturen, & Díaz, 2010)

Se observa que para la potencia de este parque y la distancia a la costa, lo más aconsejable es que la corriente sea alterna, y con subestación offshore para elevar la

tensión antes de llegar a la línea de evacuación, de forma que se minimizan las pérdidas.

La tensión de la línea interna será a 33 kV, que es la máxima que ofrece este tipo de aerogenerador (aunque se puede encargar a 66 kV, esto encarecería el coste) y la de la línea de evacuación a 132 kV.

La conexión de los aerogeneradores seleccionada es en serie, debido a su simplicidad y menor longitud de los cables, siendo por tanto más económico. Presenta la desventaja de que si falla un aerogenerador o un tramo de cable se pierde la energía producida en la parte anterior. Teniendo en cuenta la disposición de los aerogeneradores, la longitud total del cableado interno es de 15.900 metros.

El cable de evacuación se lleva a tierra recorriendo la menor distancia posible y buscando una zona en la costa en la que poder soterrarlo hasta llegar a la subestación. Por tanto, se elige como punto de conexión con la red onshore la subestación de “La Barrosa”, donde habrá que adaptar la tensión a la que llega la electricidad del parque (132kV) a la de la red (110 kV). La distancia desde la subestación offshore hasta la subestación de “La Barrosa” es de 35.000 metros.

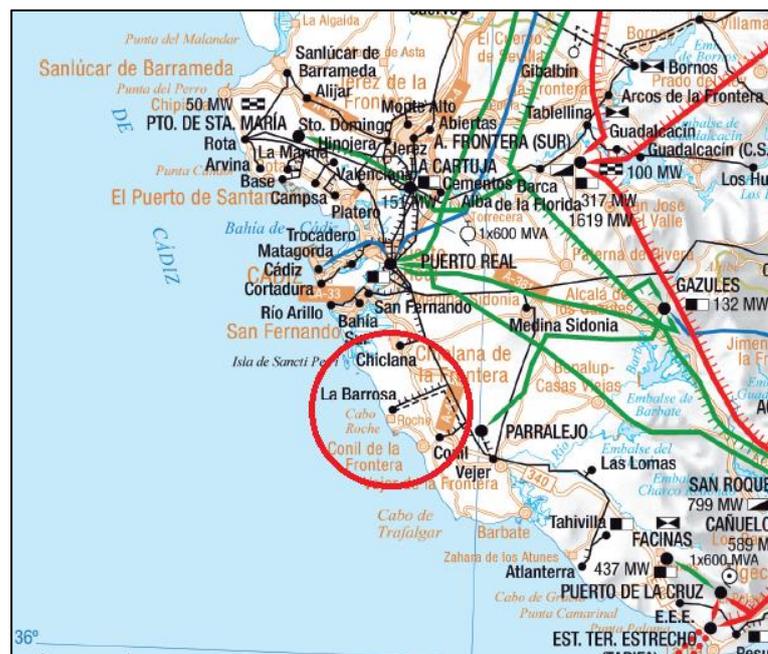


Figura 32: Mapa de la red eléctrica (REE, 2014)

4.2 ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se analizará la rentabilidad económica del parque propuesto utilizando el modelo. Para ello, se introducirá en el cuadro de mando tanto las variables que definen el parque como las variables financieras consideradas, y se estudiarán los resultados obtenidos, analizando el VAN, la TIR y el Pay-Back.

Se muestran todos los datos intermedios calculados a modo de ejemplo del funcionamiento del modelo.

4.2.1 CUADRO DE MANDO

En primer lugar, se introducen los parámetros del parque eólico diseñado.

Tabla 7: Parámetros de diseño del parque eólico.

PARÁMETROS DE DISEÑO DEL PARQUE	
Nº de Aerogeneradores	30
Potencia del aerogenerador	6,15 MW
Energía anual producida por cada generador	28.108 MWh
Energía anual total producida	843.240 MWh
Metros de cable interno	15.900 m
Metros de cable de evacuación	35.000 m
Profundidad media del parque	150 m

Las variables financieras del parque, considerando un escenario realista, son las siguientes:

Tabla 8: Parámetros financieros para el análisis de la viabilidad del proyecto.

PARÁMETROS FINANCIEROS	
IPRI	3,52%
Precio del MWh	120 €
Subida anual ingresos	1,50%
Porcentaje de préstamo	30%
Euribor 12 meses inicial	0,489%
Subida anual Euribor	0,05%
Spread	300 p.b.
Vida del préstamo	18 años
Tipo Impositivo	30%
Tasa de descuento	6,00%

4.2.2 INVERSIÓN INICIAL

En este apartado se reflejan los costes de poner en marcha el parque

Tabla 9: Desglose de la inversión inicial.

Aerogeneradores		
Nº aerogeneradores	30	
Potencia	6,15	
Coste total por MW	1.200.000 €	221.400.000 €
Plataforma		
Nº aerogeneradores	30	
Coste total de la plataforma	4.000.000 €	120.000.000 €
Subestación offshore		
Potencia instalada	184,5	
Coste total subestación offshore por MW	60.000 €	11.070.000 €
Conexión eléctrica		
Metros de cable interno	15.900	
Coste total por metro	700 €	11.130.000 €
Metros de cable de evacuación	35.000	
Coste total por metro	1.200 €	42.000.000 €
Conexión a la red onshore		4.000.000 €
Ingeniería y estudios previos		8.192.000 €
Imprevistos		28.672.000 €
Total inversión inicial		446.464.000 €



4.2.3 AMORTIZACIÓN

En este apartado se muestran las amortizaciones de los activos, que se ajustan a lo establecido en el Real Decreto 1777/2004 de 30 de julio. En las celdas sombreadas se muestra el capital pendiente de amortizar, y en blanco lo que se amortiza cada año.

Tabla 10: Amortización de activos.

	Inversión inicial	Vida Útil	Amortización Anual	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Aerogeneradores	221.400.000 €	20 años	8%	203.688.000 €	185.976.000 €	168.264.000 €	150.552.000 €	132.840.000 €	115.128.000 €	97.416.000 €	79.704.000 €
				17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €
Plataformas	120.000.000 €	20 años	8%	110.400.000 €	100.800.000 €	91.200.000 €	81.600.000 €	72.000.000 €	62.400.000 €	52.800.000 €	43.200.000 €
				9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €
Subestación	11.070.000 €	40 años	3%	10.737.900 €	10.405.800 €	10.073.700 €	9.741.600 €	9.409.500 €	9.077.400 €	8.745.300 €	8.413.200 €
				332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €
Conexión eléctrica	57.130.000 €	40 años	5%	54.273.500 €	51.417.000 €	48.560.500 €	45.704.000 €	42.847.500 €	39.991.000 €	37.134.500 €	34.278.000 €
				2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €
Ingeniería y estudios previos	8.192.000 €		10%	7.372.800 €	6.553.600 €	5.734.400 €	4.915.200 €	4.096.000 €	3.276.800 €	2.457.600 €	1.638.400 €
				819.200 €	819.200 €	819.200 €	819.200 €	819.200 €	819.200 €	819.200 €	819.200 €
Imprevistos	28.672.000 €		10%	25.804.800 €	22.937.600 €	20.070.400 €	17.203.200 €	14.336.000 €	11.468.800 €	8.601.600 €	5.734.400 €
				2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €
Total amortizado anual				34.187.000 €							



	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Aerogeneradores	61.992.000 €	44.280.000 €	26.568.000 €	8.856.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	8.856.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataformas	33.600.000 €	24.000.000 €	14.400.000 €	4.800.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	4.800.000 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	8.081.100 €	7.749.000 €	7.416.900 €	7.084.800 €	6.752.700 €	6.420.600 €	6.088.500 €	5.756.400 €	5.424.300 €	5.092.200 €	4.760.100 €	4.428.000 €
	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €
Conexión eléctrica	31.421.500 €	28.565.000 €	25.708.500 €	22.852.000 €	19.995.500 €	17.139.000 €	14.282.500 €	11.426.000 €	8.569.500 €	5.713.000 €	2.856.500 €	- €
	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €
Ingeniería y estudios previos	819.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	819.200 €	819.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Imprevistos	2.867.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	2.867.200 €	2.867.200 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Total amortizado anual	34.187.000 €	34.187.000 €	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €						



4.2.4 COSTES

En este apartado se recogen los costes anuales asociados al parque eólico durante su vida útil. Como valor del IPRI se ha considerado el valor medio de los 10 últimos años.

Tabla 11: Costes anuales asociados al parque eólico

		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Costes operativos		14.880.920 €	15.404.728 €	15.946.975 €	16.508.308 €	17.089.401 €	17.690.948 €	18.313.669 €	18.958.310 €
O&M									
Energía producida	843.240 MWh								
Costo O&M	15 €/MWh								
		12.648.600 €	12.648.600 €	13.093.831 €	13.554.734 €	14.031.860 €	14.525.782 €	15.037.089 €	15.566.395 €
Provisión Desmantelamiento									
10% de la Inversión inicial	44.646.400 €								
Vida útil	20 años								
		2.232.320 €	2.232.320 €	2.310.898 €	2.392.241 €	2.476.448 €	2.563.619 €	2.653.859 €	2.747.274 €
Otros gastos de explotación		10.953.056 €	11.338.604 €	11.737.722 €	12.150.890 €	12.578.602 €	13.021.368 €	13.479.721 €	13.954.207 €
Seguro									
2% la de inversión inicia anual	8.929.280 €	8.929.280 €	9.243.591 €	9.568.965 €	9.905.793 €	10.254.477 €	10.615.434 €	10.989.097 €	11.375.914 €
Costes estructurales de la empresa	2.023.776 €	2.023.776 €	2.095.013 €	2.168.757 €	2.245.098 €	2.324.125 €	2.405.934 €	2.490.623 €	2.578.293 €
IPRI		3,52%							
		1,00	1,04	1,07	1,11	1,15	1,19	1,23	1,27
Coste total anual		25.833.976 €	26.743.332 €	27.684.697 €	28.659.199 €	29.668.002 €	30.712.316 €	31.793.390 €	32.912.517 €



	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Costes operativos	19.625.643 €	20.316.465 €	21.031.605 €	21.771.917 €	22.538.289 €	23.331.637 €	24.152.910 €	25.003.093 €	25.883.202 €	26.794.290 €	27.737.449 €	28.713.808 €
O&M	16.681.556 €	17.268.747 €	17.876.607 €	18.505.864 €	19.157.270 €	19.831.606 €	20.529.678 €	21.252.323 €	22.000.405 €	22.774.819 €	23.576.493 €	24.406.385 €
Provisión desmantelamiento	2.944.086 €	3.047.718 €	3.154.998 €	3.266.054 €	3.381.019 €	3.500.031 €	3.623.232 €	3.750.770 €	3.882.797 €	4.019.471 €	4.160.957 €	4.307.422 €
Otros gastos de explotación	14.445.395 €	14.953.873 €	15.480.249 €	16.025.154 €	16.589.239 €	17.173.180 €	17.777.676 €	18.403.451 €	19.051.252 €	19.721.856 €	20.416.065 €	21.134.711 €
Seguro	11.776.346 €	12.190.873 €	12.619.992 €	13.064.216 €	13.524.076 €	14.000.123 €	14.492.928 €	15.003.079 €	15.531.187 €	16.077.885 €	16.643.827 €	17.229.689 €
Costes estructurales de la empresa	2.669.049 €	2.763.000 €	2.860.257 €	2.960.938 €	3.065.163 €	3.173.057 €	3.284.749 €	3.400.372 €	3.520.065 €	3.643.971 €	3.772.239 €	3.905.022 €
IPRI	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%
	1,32	1,37	1,41	1,46	1,51	1,57	1,62	1,68	1,74	1,80	1,86	1,93
Coste total anual	34.071.038 €	35.270.338 €	36.511.854 €	37.797.071 €	39.127.528 €	40.504.817 €	41.930.587 €	43.406.543 €	44.934.454 €	46.516.146 €	48.153.515 €	49.848.518 €



4.2.5 INGRESOS

En este apartado se recogen los ingresos generados anualmente por el parque eólico offshore. El precio del MWh es el habitual actualmente, y la subida de precio corresponde al IPC medio de los 10 últimos años (2%) menos un 0,5%.

Tabla 12: Ingresos anuales generados por el parque eólico

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Energía producida	843.240 MWh									
Precio	120,00€/MWh	121,80€/MWh	123,63€/MWh	125,48€/MWh	127,36€/MWh	129,27€/MWh	131,21€/MWh	133,18€/MWh	135,18€/MWh	137,21€/MWh
Subida precio	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
	1,00	1,02	1,03	1,05	1,06	1,08	1,09	1,11	1,13	1,14
Ingresos anuales	101.188.800 €	102.706.632 €	104.247.231 €	105.810.940 €	107.398.104 €	109.009.076 €	110.644.212 €	112.303.875 €	113.988.433 €	115.698.260 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Energía producida	843.240 MWh									
Precio	139,26€/MWh	141,35€/MWh	143,47€/MWh	145,63€/MWh	147,81€/MWh	150,03€/MWh	152,28€/MWh	154,56€/MWh	156,88€/MWh	159,23€/MWh
Subida precio	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
	1,16	1,18	1,20	1,21	1,23	1,25	1,27	1,29	1,31	1,33
Ingresos anuales	117.433.733 €	119.195.239 €	120.983.168 €	122.797.916 €	124.639.884 €	126.509.483 €	128.407.125 €	130.333.232 €	132.288.230 €	134.272.554 €



4.2.6 PRÉSTAMO

Se solicita un préstamo correspondiente al 30% de la inversión inicial para poder llevar a cabo el proyecto. Con este porcentaje el beneficio del proyecto sigue siendo elevado. En este apartado se recoge el pago que debe hacerse anualmente para devolver el préstamo.

Tabla 13: Pagos anuales correspondientes a la devolución del préstamo

Interés variable	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Euribor	0,489%	0,539%	0,789%	1,039%	1,289%	1,539%	1,789%	2,039%	2,289%	2,539%
Spread	300 p.b.									
Interés sobre el saldo vivo	3,49%	3,54%	3,79%	4,04%	4,29%	4,54%	4,79%	5,04%	5,29%	5,54%
Saldo vivo	133.939.200 €	126.498.133 €	119.057.067 €	111.616.000 €	104.174.933 €	96.733.867 €	89.292.800 €	81.851.733 €	74.410.667 €	66.969.600 €
Cuota anual	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €
Pagos por intereses	4.673.139 €	4.476.769 €	4.511.072 €	4.508.170 €	4.468.063 €	4.390.750 €	4.276.232 €	4.124.509 €	3.935.580 €	3.709.446 €
Pagos totales	12.114.205 €	11.917.836 €	11.952.139 €	11.949.237 €	11.909.130 €	11.831.817 €	11.717.299 €	11.565.576 €	11.376.647 €	11.150.513 €

Interés variable	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Euribor	2,789%	3,039%	3,289%	3,539%	3,789%	4,039%	4,289%	4,539%	4,789%	5,039%
Spread	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.
Interés sobre el saldo vivo	5,79%	6,04%	6,29%	6,54%	6,79%	7,04%	7,29%	7,54%	7,79%	8,04%
Saldo vivo	59.528.533 €	52.087.467 €	44.646.400 €	37.205.333 €	29.764.267 €	22.323.200 €	14.882.133 €	7.441.067 €	- €	- €
Cuota anual	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	- €	- €
Pagos por intereses	3.446.107 €	3.145.562 €	2.807.812 €	2.432.857 €	2.020.696 €	1.571.330 €	1.084.759 €	560.982 €	- €	- €
Pagos totales	10.887.173 €	10.586.629 €	10.248.879 €	9.873.923 €	9.461.763 €	9.012.397 €	8.525.825 €	8.002.049 €	- €	- €



4.2.7 CUENTA DE RESULTADOS

En este apartado se recoge la cuenta de resultados, que se calcula automáticamente a partir de la información anterior.

Tabla 14: Cuenta de resultados.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos por ventas	101.188.800 €	102.706.632 €	104.247.231 €	105.810.940 €	107.398.104 €	109.009.076 €	110.644.212 €	112.303.875 €	113.988.433 €	115.698.260 €
Costes operativos	- 14.880.920 €	- 15.404.728 €	- 15.946.975 €	- 16.508.308 €	- 17.089.401 €	- 17.690.948 €	- 18.313.669 €	- 18.958.310 €	- 19.625.643 €	- 20.316.465 €
Margen Bruto	86.307.880 €	87.301.904 €	88.300.257 €	89.302.632 €	90.308.703 €	91.318.128 €	92.330.543 €	93.345.565 €	94.362.790 €	95.381.794 €
	85,29%	85,00%	84,70%	84,40%	84,09%	83,77%	83,45%	83,12%	82,78%	82,44%
Otros gastos de explotación	- 10.953.056 €	- 11.338.604 €	- 11.737.722 €	- 12.150.890 €	- 12.578.602 €	- 13.021.368 €	- 13.479.721 €	- 13.954.207 €	- 14.445.395 €	- 14.953.873 €
Margen EBITDA	75.354.824 €	75.963.300 €	76.562.534 €	77.151.741 €	77.730.102 €	78.296.760 €	78.850.822 €	79.391.358 €	79.917.396 €	80.427.921 €
	74,47%	73,96%	73,44%	72,91%	72,38%	71,83%	71,27%	70,69%	70,11%	69,52%
Amortización	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €
Margen EBIT	41.167.824 €	41.776.300 €	42.375.534 €	42.964.741 €	43.543.102 €	44.109.760 €	44.663.822 €	45.204.358 €	45.730.396 €	46.240.921 €
	40,68%	40,68%	40,65%	40,61%	40,54%	40,46%	40,37%	40,25%	40,12%	39,97%
Gastos financieros	- 12.114.205 €	- 11.917.836 €	- 11.952.139 €	- 11.949.237 €	- 11.909.130 €	- 11.831.817 €	- 11.717.299 €	- 11.565.576 €	- 11.376.647 €	- 11.150.513 €
Resultado antes de impuestos	29.053.619 €	29.858.464 €	30.423.395 €	31.015.504 €	31.633.972 €	32.277.943 €	32.946.523 €	33.638.782 €	34.353.749 €	35.090.409 €
Impuestos	- 8.716.086 €	- 8.957.539 €	- 9.127.019 €	- 9.304.651 €	- 9.490.192 €	- 9.683.383 €	- 9.883.957 €	- 10.091.635 €	- 10.306.125 €	- 10.527.123 €
Resultado Neto	20.337.533 €	20.900.925 €	21.296.377 €	21.710.853 €	22.143.780 €	22.594.560 €	23.062.566 €	23.547.148 €	24.047.624 €	24.563.286 €
	20,10%	20,35%	20,43%	20,52%	20,62%	20,73%	20,84%	20,97%	21,10%	21,23%



	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos por ventas	117.433.733 €	119.195.239 €	120.983.168 €	122.797.916 €	124.639.884 €	126.509.483 €	128.407.125 €	130.333.232 €	132.288.230 €	134.272.554 €
Costes operativos	- 21.031.605 €	- 21.771.917 €	- 22.538.289 €	- 23.331.637 €	- 24.152.910 €	- 25.003.093 €	- 25.883.202 €	- 26.794.290 €	- 27.737.449 €	- 28.713.808 €
Margen Bruto	96.402.129 €	97.423.322 €	98.444.879 €	99.466.279 €	100.486.974 €	101.506.390 €	102.523.923 €	103.538.941 €	104.550.781 €	105.558.746 €
	82,09%	81,73%	81,37%	81,00%	80,62%	80,24%	79,84%	79,44%	79,03%	78,62%
Otros gastos de explotación	- 15.480.249 €	- 16.025.154 €	- 16.589.239 €	- 17.173.180 €	- 17.777.676 €	- 18.403.451 €	- 19.051.252 €	- 19.721.856 €	- 20.416.065 €	- 21.134.711 €
Margen EBITDA	80.921.879 €	81.398.168 €	81.855.640 €	82.293.098 €	82.709.298 €	83.102.939 €	83.472.671 €	83.817.085 €	84.134.715 €	84.424.035 €
	68,91%	68,29%	67,66%	67,02%	66,36%	65,69%	65,01%	64,31%	63,60%	62,88%
Amortización	- 30.500.600 €	- 30.500.600 €	- 16.844.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €
Margen EBIT	50.421.279 €	50.897.568 €	65.011.040 €	79.104.498 €	79.520.698 €	79.914.339 €	80.284.071 €	80.628.485 €	80.946.115 €	81.235.435 €
	42,94%	42,70%	53,74%	64,42%	63,80%	63,17%	62,52%	61,86%	61,19%	60,50%
Gastos financieros	- 10.887.173 €	- 10.586.629 €	- 10.248.879 €	- 9.873.923 €	- 9.461.763 €	- 9.012.397 €	- 8.525.825 €	- 8.002.049 €	0 €	0 €
Resultados antes de impuestos	39.534.106 €	40.310.939 €	54.762.161 €	69.230.575 €	70.058.935 €	70.901.943 €	71.758.246 €	72.626.437 €	80.946.115 €	81.235.435 €
Impuestos	- 11.860.232 €	- 12.093.282 €	- 16.428.648 €	- 20.769.173 €	- 21.017.680 €	- 21.270.583 €	- 21.527.474 €	- 21.787.931 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
Resultado netos	27.673.874 €	28.217.658 €	38.333.513 €	48.461.403 €	49.041.254 €	49.631.360 €	50.230.772 €	50.838.506 €	56.662.281 €	56.864.805 €
	23,57%	23,67%	31,68%	39,46%	39,35%	39,23%	39,12%	39,01%	42,83%	42,35%



4.2.8 CASH FLOWS

En este apartado se recogen los Cash Flows Libres del proyecto, del accionista y para el servicio de la deuda respectivamente, que se utilizarán para el cálculo de los indicadores de rentabilidad.

- **Cash Flow Libre del proyecto**

Tabla 15: Cash Flow Libre del proyecto.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Margen EBIT	41.167.824 €	41.776.300 €	42.375.534 €	42.964.741 €	43.543.102 €	44.109.760 €	44.663.822 €	45.204.358 €	45.730.396 €	46.240.921 €
- Impuestos sobre el resultado operativo	- 12.350.347 €	- 12.532.890 €	- 12.712.660 €	- 12.889.422 €	- 13.062.930 €	- 13.232.928 €	- 13.399.147 €	- 13.561.307 €	- 13.719.119 €	- 13.872.276 €
+ Amortizaciones	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €
Cash Flow Libre del proyecto	63.004.477 €	63.430.410 €	63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €	65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €	66.198.277 €	66.555.645 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Margen EBIT	50.421.279 €	50.897.568 €	65.011.040 €	79.104.498 €	79.520.698 €	79.914.339 €	80.284.071 €	80.628.485 €	80.946.115 €	81.235.435 €
- Impuestos sobre el resultado operativo	- 15.126.384 €	- 15.269.270 €	- 19.503.312 €	- 23.731.350 €	- 23.856.209 €	- 23.974.302 €	- 24.085.221 €	- 24.188.546 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
+ Amortizaciones	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €
Cash Flow Libre del proyecto	65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €	58.853.088 €	59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €



- **Cash Flow Libre de los accionistas**

Tabla 16: Cash Flow Libre de los accionistas.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Resultado Neto	20.337.533 €	20.900.925 €	21.296.377 €	21.710.853 €	22.143.780 €	22.594.560 €	23.062.566 €	23.547.148 €	24.047.624 €	24.563.286 €
+ Amortizaciones	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €
- Amortización de deuda neta	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €
Cash Flow Libre de los accionistas	47.083.466 €	47.646.858 €	48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €	49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €	50.793.557 €	51.309.219 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Resultado Neto	27.673.874 €	28.217.658 €	38.333.513 €	48.461.403 €	49.041.254 €	49.631.360 €	50.230.772 €	50.838.506 €	56.662.281 €	56.864.805 €
+ Amortizaciones	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €
- Amortización de deuda neta	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- €	- €
Cash Flow Libre de los accionistas	50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €	44.788.788 €	45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €



- **Cash Flow Libre para el servicio de la deuda**

Tabla 17: Cash Flow Libre para el servicio de la deuda.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Margen EBITDA	75.354.824 €	75.963.300 €	76.562.534 €	77.151.741 €	77.730.102 €	78.296.760 €	78.850.822 €	79.391.358 €	79.917.396 €	80.427.921 €
- Impuestos pagados	- 8.716.086 €	- 8.957.539 €	- 9.127.019 €	- 9.304.651 €	- 9.490.192 €	- 9.683.383 €	- 9.883.957 €	- 10.091.635 €	- 10.306.125 €	- 10.527.123 €
Cash Flow Libre para el servicio de la deuda	66.638.738 €	67.005.761 €	67.435.516 €	67.847.090 €	68.239.910 €	68.613.377 €	68.966.865 €	69.299.723 €	69.611.271 €	69.900.799 €
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Margen EBITDA	80.921.879 €	81.398.168 €	81.855.640 €	82.293.098 €	82.709.298 €	83.102.939 €	83.472.671 €	83.817.085 €	84.134.715 €	84.424.035 €
- Impuestos pagados	- 11.860.232 €	- 12.093.282 €	- 16.428.648 €	- 20.769.173 €	- 21.017.680 €	- 21.270.583 €	- 21.527.474 €	- 21.787.931 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
Cash Flow Libre para el servicio de la deuda	69.061.648 €	69.304.886 €	65.426.992 €	61.523.926 €	61.691.617 €	61.832.356 €	61.945.197 €	62.029.154 €	59.850.881 €	60.053.405 €



4.2.9 RESULTADOS

En este apartado se recogen los resultados y se interpretan utilizando las herramientas anteriormente explicadas.

- **Cálculo del VAN, TIR y Pay-Back del proyecto**

El VAN, TIR y Pay-Back del proyecto dan información sobre la viabilidad del proyecto sin considerar la financiación, luego no son las herramientas que utilizaría la empresa para decidir si con los parámetros financieros definidos en el cuadro de mando le interesa el proyecto. Sin embargo, sí son útiles para conocer rentabilidad del proyecto en sí mismo y para posibles inversores (bancos...).

Tabla 18: Cálculo del VAN y de la TIR del proyecto.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Cash Flow Libre del proyecto	- 446.464.000 €	63.004.477 €	63.430.410 €	63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €	65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €	66.198.277 €	66.555.645 €
Tasa de descuento	6%										
Factor de descuento		0,943396	0,889996	0,839619	0,792094	0,747258	0,704961	0,665057	0,627412	0,591898	0,558395
VAN de los Cash Flows del proyecto	- 446.464.000 €	59.438.186 €	56.452.839 €	53.609.585 €	50.901.776 €	48.323.072 €	45.867.434 €	43.529.102 €	41.302.588 €	39.182.658 €	37.164.325 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Cash Flow Libre del proyecto	65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €	58.853.088 €	59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €
Factor de descuento	0,526788	0,496969	0,468839	0,442301	0,417265	0,393646	0,371364	0,350344	0,330513	0,311805
VAN de los Cash Flows del proyecto	34.660.246 €	32.864.036 €	29.233.204 €	25.901.918 €	24.557.337 €	23.275.768 €	22.054.386 €	20.890.489 €	19.781.495 €	18.724.935 €

VAN del proyecto	281.251.381 €	TIR del proyecto	13,07%
-------------------------	----------------------	-------------------------	---------------



El VAN generado por el proyecto es mayor que 0, luego de acuerdo con los criterios expuestos en el punto 3.1.2 el proyecto es económicamente viable, y lo seguiría siendo mientras que la tasa de descuento utilizada sea menor de 13,07%.

Tabla 19: Pay-Back del proyecto.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de caja	- 446.464.000 €	63.004.477 €	63.430.410 €	63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €	65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €	66.198.277 €	66.555.645 €
Flujo de caja acumulado	- 446.464.000 €	- 383.459.523 €	- 320.029.113 €	- 256.179.239 €	- 191.916.920 €	- 127.249.749 €	- 62.185.918 €	3.265.758 €	69.095.809 €	135.294.085 €	201.849.730 €
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Flujo de caja	65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €	58.853.088 €	59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €	
Flujo de caja acumulado	267.645.226 €	333.774.124 €	396.126.452 €	454.688.201 €	513.541.289 €	572.669.927 €	632.057.376 €	691.685.916 €	751.536.797 €	811.590.201 €	

El flujo de caja acumulado se hace 0 tras 6 años y 347 días, lo cual es un buen valor teniendo en cuenta que la vida útil del proyecto es de 20 años.



- **Cálculo del VAN, TIR y Pay-Back del accionista**

En este punto se calculan los indicadores que permiten a la empresa decidir si le conviene llevar a cabo el proyecto.

Tabla 20: Cálculo del VAN y de la TIR para el accionista.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Cash Flow Libre del accionista	- 446.464.000 €	47.083.466 €	47.646.858 €	48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €	49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €	50.793.557 €	51.309.219 €
Tasa de descuento	6%										
Factor de descuento		0,943396	0,889996	0,839619	0,792094	0,747258	0,704961	0,665057	0,627412	0,591898	0,558395
VAN de los Cash Flows del accionista	- 446.464.000 €	44.418.364 €	42.405.534 €	40.337.250 €	38.382.313 €	36.533.238 €	34.783.101 €	33.125.497 €	31.554.501 €	30.064.629 €	28.650.800 €
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Cash Flow Libre del accionista	50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €	44.788.788 €	45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €	
Factor de descuento	0,526788	0,496969	0,468839	0,442301	0,417265	0,393646	0,371364	0,350344	0,330513	0,311805	
VAN de los Cash Flows del accionista	26.725.726 €	25.483.193 €	22.380.990 €	19.553.655 €	18.688.796 €	17.863.233 €	17.074.707 €	16.321.129 €	19.781.495 €	18.724.935 €	

Valor económico generado para el accionista	116.389.088 €	TIR del accionista	9,01%
--	----------------------	---------------------------	--------------

El VAN para el accionista es mayor que 0, luego de acuerdo con los criterios expuestos en el punto 3.1.2 a la empresa le interesa llevar a cabo el proyecto, y le seguiría interesando mientras que la tasa de descuento utilizada sea menor de 9,01%. Se comprueba que al utilizar financiación externa el VAN para el accionista es menor que el VAN del proyecto.



Tabla 21: Pay-Back para el accionista.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Flujo de caja	- 446.464.000 €	47.083.466 €	47.646.858 €	48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €	49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €	50.793.557 €	51.309.219 €
Flujo de caja acumulado	- 446.464.000 €	- 399.380.534 €	- 351.733.675 €	- 303.691.365 €	- 255.234.579 €	- 206.344.865 €	- 157.004.372 €	- 107.195.872 €	- 6.902.791 €	- 6.109.234 €	45.199.986 €
	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Flujo de caja	50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €	44.788.788 €	45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €	
Flujo de caja acumulado	95.933.393 €	147.210.584 €	194.947.630 €	239.156.566 €	283.945.354 €	329.324.247 €	375.302.553 €	421.888.591 €	481.739.472 €	541.792.877 €	

El flujo de caja acumulado se hace 0 tras 9 años y 43 días, lo cual es un buen valor teniendo en cuenta que la vida útil del proyecto es de 20 años.

- **Ratio de cobertura del servicio de la deuda**

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ratio de Cobertura del servicio de la deuda	5,50	5,62	5,64	5,68	5,73	5,80	5,89	5,99	6,12	6,27	6,34	6,55	6,38	6,23	6,52	6,86	7,27	7,75	-	-

El Ratio de Cobertura del servicio de la deuda es en todo momento muy superior a 1,4, por lo que no habría problema para que un banco concediera un crédito a la empresa para llevar a cabo el proyecto.



4.2.10 CONCLUSIONES

A la vista de los resultados y con los criterios de viabilidad utilizados, para el escenario propuesto se observa que el proyecto va a generar valor económico para la empresa, y que a su vez ésta va a ser capaz de pagar el préstamo, por lo que el banco le daría financiación.

Tabla 22: Tabla resumen de los resultados de la rentabilidad económica del parque eólico offshore

	VAN	TIR	Pay-Back	RCSD
Del proyecto	281.251.381 €	13,07%	6 años y 347 días	>5,5
Para el accionista	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días	

Es decir, a la empresa le conviene construir y explotar el parque eólico offshore.

Sin embargo, hay que estudiar como posibles variaciones de las variables afectan a la rentabilidad, luego es necesario hacer los análisis de sensibilidad pertinentes, así como plantear diferentes escenarios para ver si en dichos casos el proyecto seguiría siendo rentable para la empresa.



4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este apartado se estudiará la sensibilidad de los indicadores a los parámetros que son susceptibles de cambio.

Primero se comprobará cuáles de esos parámetros son críticos. De acuerdo con la “Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects” publicada por la Unión Europea, se consideran críticos aquellos parámetros que al variar un 1% producen una variación en el resultado superior al 1%. El valor de referencia utilizado será el VAN para el accionista.

De los parámetros considerados sensibles, se estudiará el VAN, la TIR y el Pay-Back del accionistas.

4.3.1 SENSIBILIDAD A LA ENERGÍA PRODUCIDA

La energía producida por cada aerogenerador no es constante en el tiempo pues depende del viento, además de que existe una incertidumbre asociada al método de cálculo, por lo que es necesario estudiar como un cambio en la producción respecto al valor de referencia afecta a la rentabilidad del proyecto.

El primer lugar se calcula qué pasaría si la producción disminuyera en 1%:

Tabla 23: Comprobación de si la energía producida es un parámetro crítico.

	Energía producida	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	28.108 MWh	116.389.088 €	6,50%
Valor tras disminución del 1%	27.827 MWh	108.820.933 €	

El VAN varía más de un 1%, luego es una parámetro crítico.

A continuación se muestra como varían el VAN, la TIR y el Pay-Back en función de la energía producida.

Tabla 24: Sensibilidad a la variación de la energía producida.

Variación respecto al valor de referencia	Energía generada	VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back
-20%	22.486 MWh	-34.984.783 €	5,02%	12 años y 81 días
-10%	25.297 MWh	40.702.152 €	7,09%	10 años y 154 días
0%	28.108 MWh	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días
+10%	30.919 MWh	192.076.023 €	10,81%	8 años y 41 días
+20%	33.730 MWh	267.762.958 €	12,53%	7 años y 112 días

Se observa como la energía producida afecta mucho a la rentabilidad del parque, y una disminución del 20% respecto al valor de referencia haría que el parque no fuera rentable. Concretamente, el VAN se hace negativo con una producción inferior a 23.785 MW, es decir, con una disminución superior al 16,4% respecto al valor de referencia.

Para ofrecer una visión más intuitiva, se muestran los gráficos a continuación:

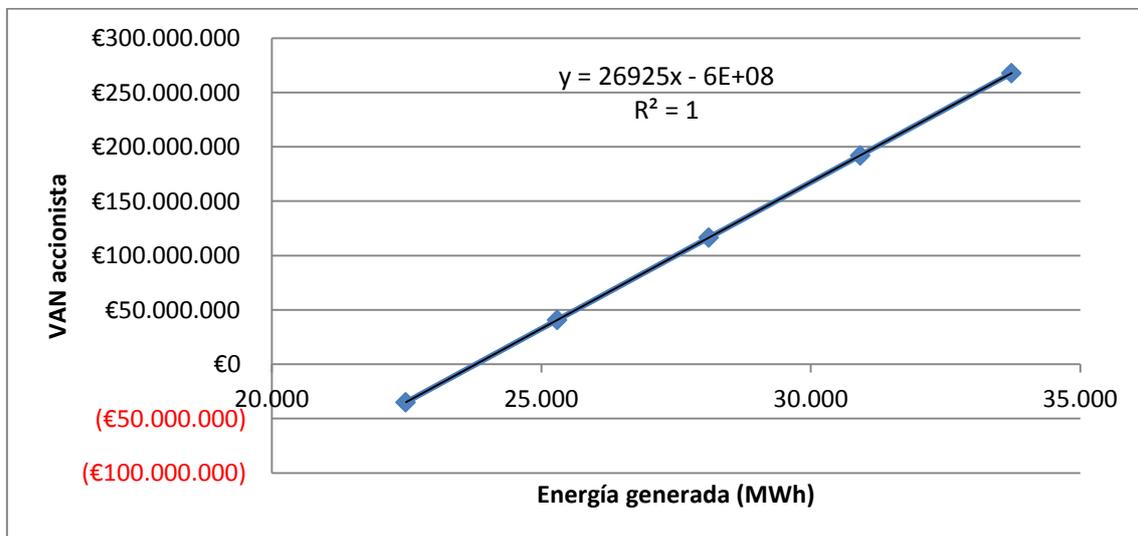


Figura 33: Sensibilidad del VAN para el accionista a la energía generada.

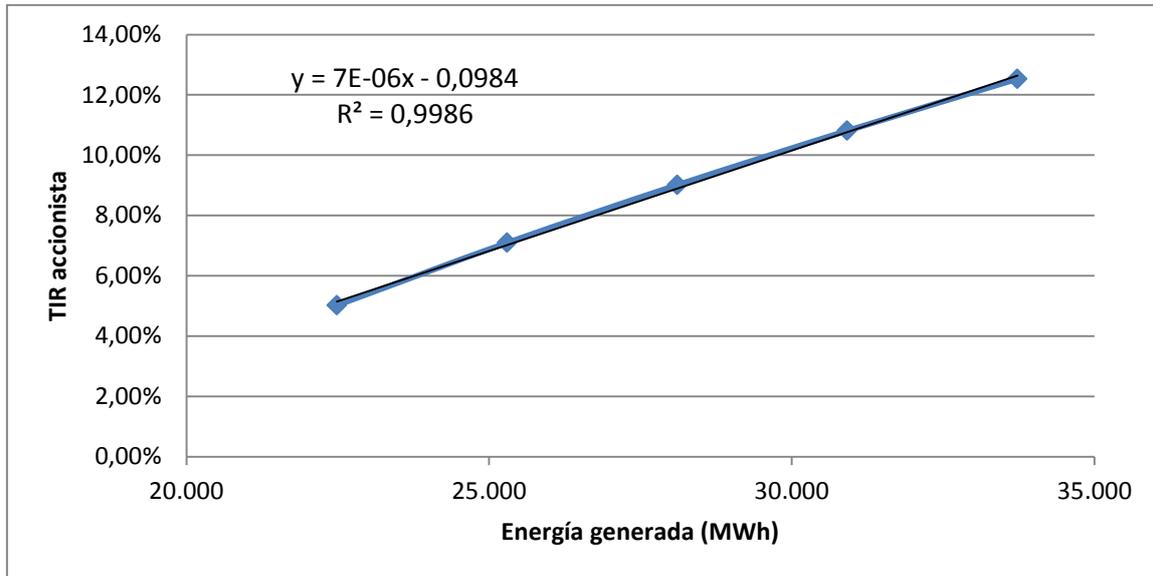


Figura 34: Sensibilidad de la TIR para el accionista a la energía generada.

4.3.2 SENSIBILIDAD AL IPRI

El IPRI es un parámetro que varía cada año, y por tanto es necesario estudiar si es crítico.

Tabla 25: Comprobación de si el IPRI es un parámetro crítico.

	IPRI	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	3,52%	116.389.088 €	0,70%
Valor tras aumento del 1%	3,56%	115.572.412 €	

La variación del VAN es menor a un 1%, por lo tanto el IPRI no es un parámetro crítico.

4.3.3 SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL MWh

El precio del MWh es un factor importante, define los ingresos del parque. Primero se comprueba si se trata de un parámetro crítico:

Tabla 26: Comprobación de si el precio del MWh es un parámetro crítico.

	Precio del MWh	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	120	116.389.088 €	7,66%
Valor tras disminución del 1%	118,8	107.474.364 €	



La variación del VAN es de un 7,66%, luego se trata de un parámetro crítico.

Actualmente se vive un momento de incertidumbre respecto a las energías renovables, y se desconoce cómo va a evolucionar el precio de la energía, pues depende en gran medida de las decisiones que tome el Gobierno. Por tanto, se analiza la rentabilidad para diferentes precios.

A continuación, se muestra como varían el VAN, la TIR y el Pay-Back en función de dicho precio:

Tabla 27: Sensibilidad al precio del MWh.

Variación respecto al valor de referencia	Precio del MWh	VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back accionista
- 25%	90 €	-106.479.007 €	2,83%	15 años y 71 días
- 12,5%	105 €	4.955.040 €	6,14%	11 años y 60 días
0%	120 €	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días
+ 12,5%	135 €	227.823.135 €	11,62%	7 años y 267 días
+ 25%	150 €	339.257.182 €	14,05%	6 años y 260 días

Se observa que el precio del MWh es muy importante para la rentabilidad del parque, y que una disminución del 25% en el precio produce una gran pérdida, pero del mismo modo un aumento del mismo da lugar a una rentabilidad mucho mayor. Concretamente, el VAN se hace negativo con un precio del MWh inferior a 104,3€, es decir, con una bajada del precio respecto al valor de referencia superior al 13,1%.

Para ofrecer una visión más intuitiva, se muestran los gráficos a continuación:

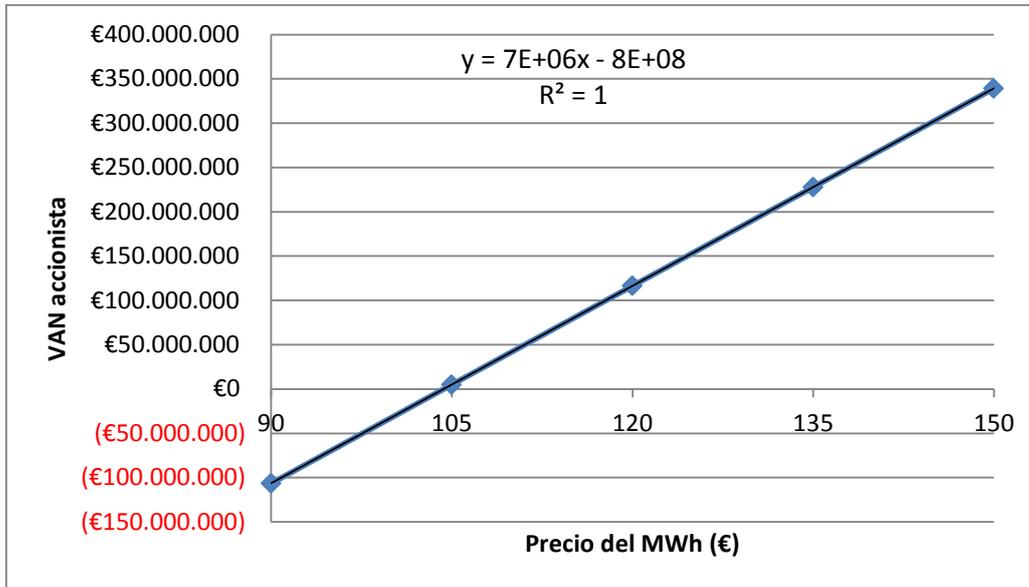


Figura 35: Sensibilidad del VAN para el accionista al precio del MWh.

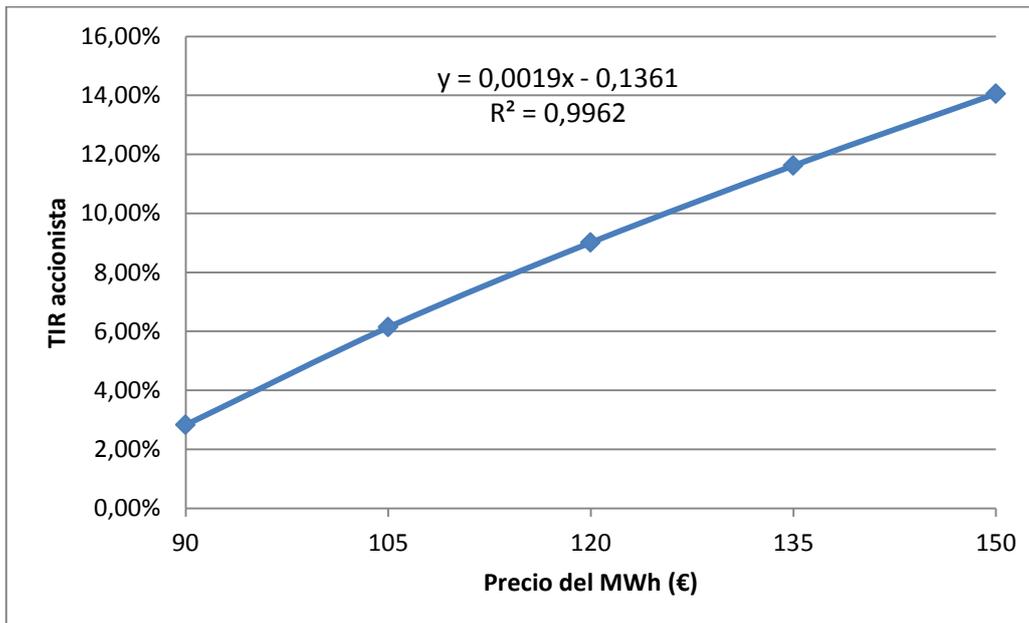


Figura 36: Sensibilidad de la TIR para el accionista al precio del MWh.

4.3.4 SENSIBILIDAD A LA SUBIDA DEL PRECIO DEL MWh

Al margen del precio inicial del MWh recogido en el apartado anterior, es necesario considerar un aumento anual del precio debido a efectos inflacionistas.

Tabla 28: Comprobación de si la subida anual del precio del MWh es un parámetro crítico.

	Subida del precio	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	1,50%	116.389.088 €	0,94%
Valor tras disminución del 1%	1,49%	115.300.369 €	

La variación del VAN es menor al 1%, luego no es un parámetro crítico.

4.3.5 SENSIBILIDAD AL PORCENTAJE DE PRÉSTAMO

El porcentaje de préstamo sobre la inversión inicial es un parámetro que decidirá la empresa, y es interesante estudiar su sensibilidad pues puede ser útil a la hora de decidir qué porcentaje de la inversión inicial financiar.

Tabla 29: Comprobación de si el porcentaje de préstamo es un parámetro crítico.

	Porcentaje de préstamo	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	30%	116.389.087€	1,42%
Valor tras aumento del 1%	30,30%	114.740.464€	

La variación del VAN es de un 1,42%, por lo que se trata de un parámetro crítico. A continuación, se muestra como varían el VAN, la TIR y el Pay-Back en función del porcentaje de crédito pedido:

Tabla 30: Sensibilidad al préstamo pedido.

Porcentaje de préstamo	VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back
10%	226.297.283 €	11,74%	7 años y 202 días
20%	171.343.185 €	10,38%	8 años y 97 días
30%	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días
40%	61.434.990 €	7,61%	10 años y 56 días
50%	6.480.892 €	6,17%	11 años y 164 días

Todos los porcentajes estudiados dan lugar a una rentabilidad positiva, que es mayor cuanto menor es el préstamo solicitado, lógicamente. La empresa deberá elegir la cuantía del crédito buscando el compromiso entre la rentabilidad que espera conseguir y los recursos que puede destinar a la inversión inicial.

Para ofrecer una visión más intuitiva, se muestran los gráficos a continuación:

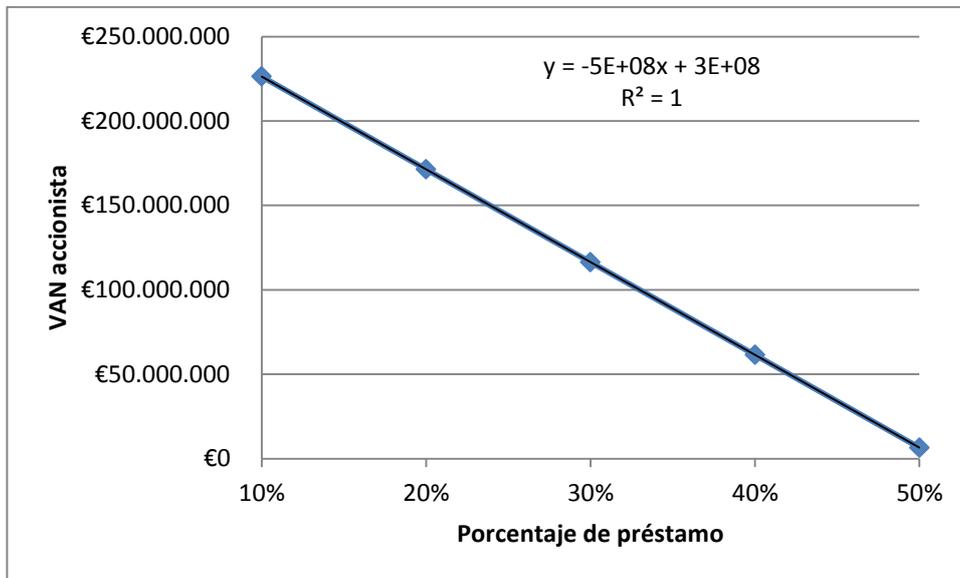


Figura 37: Sensibilidad del VAN para el accionista al porcentaje de préstamo.

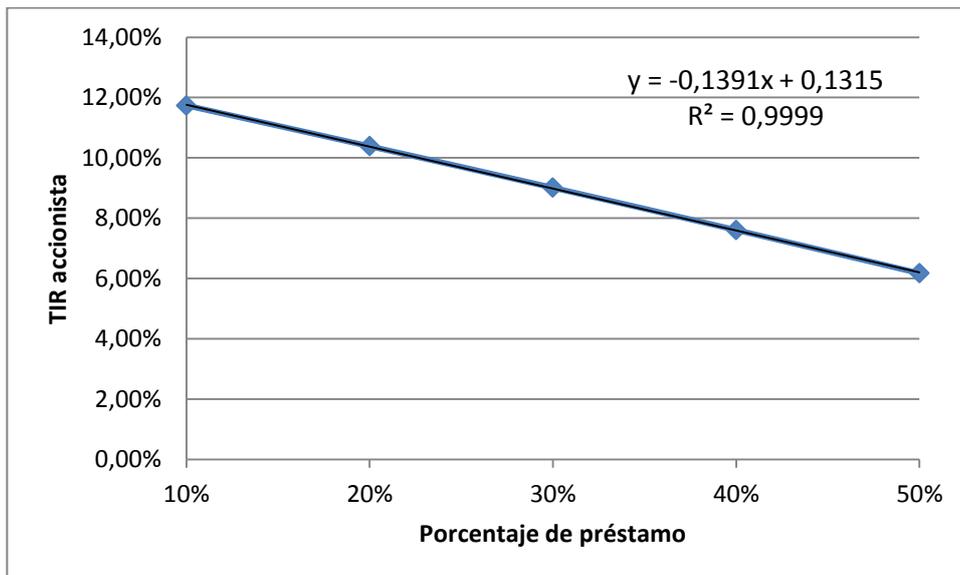


Figura 38: Sensibilidad de la TIR para el accionista al porcentaje de préstamo.

4.3.6 SENSIBILIDAD AL EURIBOR DE PARTIDA, A LA SUBIDA ANUAL DEL EURIBOR Y AL SPREAD DEL BANCO.

Los pagos de los préstamos dependen del interés que haya que pagar por ellos, y éste dependerá a su vez de tres parámetros.

- **EURIBOR DE PARTIDA**

Como valor inicial del Euribor se ha considerado el del día 24 de junio de 2014.

Tabla 31: Comprobación de si el Euribor de partida es un parámetro crítico.

	Euribor inicial	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	0,489%	116.389.088 €	0,03%
Valor tras aumento del 1%	0,494%	116.358.640 €	

La variación es menor al 1%, luego el Euribor de partida no es un parámetro crítico.

- **SUBIDA ANUAL DEL EURIBOR**

Se considera que el Euribor subirá con el paso del tiempo, y se estudia si ese crecimiento es un parámetro crítico.

Tabla 32: Comprobación de si la subida anual del Euribor es un parámetro crítico.

	Subida anual del Euribor	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	0,0500%	116.389.088 €	0,002%
Valor tras aumento del 1%	0,0505%	116.386.417 €	

La variación es menor al 1%, luego no se trata de un parámetro crítico.

- **SPREAD DEL BANCO**

En este punto se estudia si el interés que cobra el banco es un parámetro crítico.

Tabla 33: Comprobación de si el spread del banco es un parámetro crítico.

	Spread del banco	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	300 p.b.	116.389.088 €	0,16%
Valor tras aumento del 1%	303 p.b.	116.202.292 €	

La variación es menor al 1%, luego no se trata de un parámetro crítico.

4.3.7 TIPO IMPOSITIVO

El tipo impositivo dependerá de la situación legislativa, que en el presente es susceptible de cambio debido a las reformas que está llevando a cabo el Gobierno.

Tabla 34: Comprobación de si el tipo impositivo es un parámetro crítico.

	Tipo impositivo	VAN accionista	Variación del VAN
Valor inicial	30%	116.389.088 €	1,27%
Valor tras aumento del 1%	30,3%	114.913.367 €	

La variación del VAN es mayor que un 1%, luego el tipo impositivo es un parámetro crítico.

Debido a la incertidumbre mencionada anteriormente se estudiará un amplio abanico de porcentajes. A continuación se muestra como varían el VAN, la TIR y el Pay-Back en función de dicho precio:

Tabla 35: Sensibilidad al tipo impositivo.

Tipo impositivo	VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back
10%	214.770.453 €	11,16%	8 años y 43 días
20%	165.579.770 €	10,12%	8 años y 214 días
30%	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días
40%	67.198.405 €	7,81%	9 años y 264 días
50%	18.007.722 €	6,51%	10 años y 161 días

Para la empresa será importante conocer de antemano cuántos impuestos va a pagar, pues afecta de manera considerable a la rentabilidad del proyecto eólico.

Para ofrecer una visión más intuitiva, se muestran los gráficos a continuación:

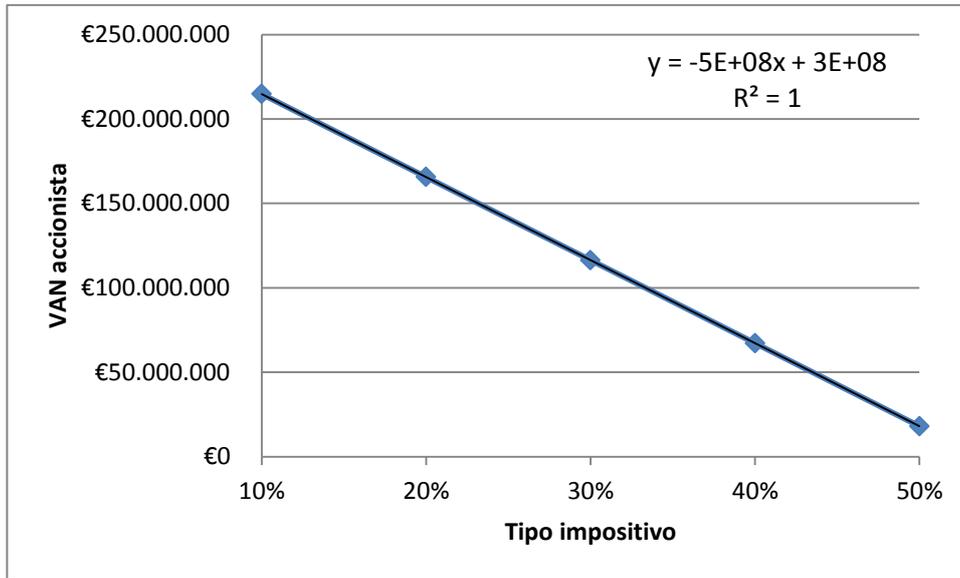


Figura 39: Sensibilidad del VAN para el accionista al tipo impositivo.

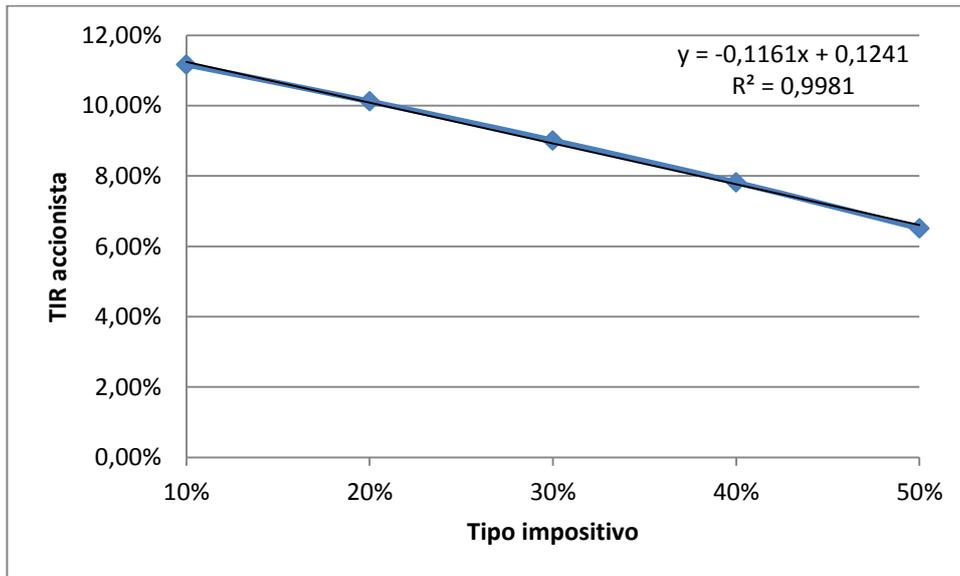


Figura 40: Sensibilidad de la TIR para el accionista al tipo impositivo.

4.3.8 CONCLUSIONES

Los parámetros críticos son los siguientes, siendo más importantes cuanto mayor es la variación del VAN. A continuación se muestran en orden:



Tabla 36: Resumen de los parámetros críticos

Parámetro crítico	Variación del VAN al modificar el parámetro un 1%
Precio del MWh	7,66%
Energía generada	6,50%
Porcentaje de préstamo	1,42%
Tipo impositivo	1,27%

A la vista de los resultados del análisis de sensibilidad, antes de llevar a cabo el proyecto, es aconsejable que la empresa realice una serie de acciones para asegurar la viabilidad del mismo:

- Llegar a un acuerdo con el Gobierno sobre el precio al que va a vender la energía, o al menos asegurar un precio mínimo, puesto que como se ha demostrado una pequeña variación puede hacer que el parque sea deficitario, y sin ese compromiso es muy arriesgado emprender este proyecto.

- Hacer un estudio muy detallado sobre la energía que puede generar cada aerogenerador, puesto que si no se cumplen las expectativas es posible que el parque eólico no sea rentable o incluso sea muy deficitario.

- Sobre el porcentaje de préstamo a solicitar, como está explicado anteriormente, será necesario llegar a un punto de compromiso entre la rentabilidad esperada y los recursos de los que dispone la empresa para invertir en el proyecto.

- El tipo impositivo también es un parámetro crítico, aunque menos importante que los anteriores. Es importante analizarlo antes de empezar el proyecto, tener en cuenta que dependerá de las medidas en materia económica que tome el Gobierno.

Para el resto de parámetros no es necesario un análisis tan detallado, aunque en cualquier caso es recomendable para tener una idea lo más precisa posible sobre la futura rentabilidad del parque eólico.

4.4 ESCENARIOS

En el apartado 4.2 se ha hecho el análisis utilizando los valores aparentemente más probables.

En este apartado se estudiará la viabilidad del parque eólico offshore considerando un escenario pesimista y otro optimista, dentro de lo razonablemente posible.

4.4.1 ESCENARIO PESIMISTA

En este escenario se considerarán valores desfavorables para la empresa, pero que es posible que se alcancen.

Tabla 37: Variables en el escenario pesimista.

Parámetro	Valor
Precio del MWh	90€
Energía generada por cada turbina	25.000 MWh
Porcentaje de préstamo	50%
Tipo impositivo	40%
Subida del precio del MWh	1%
IPRI	5%
Spread del banco	500 p.b.

Se considera que el precio al que se paga el MWh es menor que el actual y que se produce menos energía de la calculada. Además, la empresa no cuenta con los recursos suficientes y ha de pedir un préstamo del 50% y finalmente tributa al 40%. La subida anual del precio del MWh es del 1% y la de los precios industriales del 5%. Por último, el banco cobra unos intereses del 5% (500 p.b.).

Con estos parámetros se entra en el modelo y se obtiene:

Tabla 38: Resultados escenario pesimista.

VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back
-343.695.619 €	-10,21%	No se recupera la inversión



Se observa que en este escenario la construcción del parque eólico no es rentable para la empresa, la inversión no se recupera. Por lo que se deduce del análisis de sensibilidad, principalmente se debe al bajo precio del MWh y a la menor energía generada. También repercute, aunque en menor medida, pedir un porcentaje de préstamo mayor y el elevado tipo impositivo.

4.4.2 ESCENARIO OPTIMISTA

En este escenario se considerarán valores beneficiosos para la empresa, pero que es posible que se alcancen.

Tabla 39: Variables en el escenario optimista

Parámetro	Valor
Precio del MWh	150€
Energía generada	30.000 MWh
Porcentaje de préstamo	15%
Tipo impositivo	15%
Subida del precio del MWh	2%
IPRI	2,5%
Spread del banco	200 p.b.

En este escenario se considera que el precio al que se paga el MWh es mayor que el actual y que la energía producida es superior a la estimada inicialmente. Por otro lado, la empresa cuenta con los recursos suficientes y tan sólo necesita pedir un préstamo del 15% y finalmente tributa al 15%. La subida anual del precio del MWh se establece en el 2% y la de los precios industriales en el 2,5%. Por último, el banco cobra unos intereses del 2% (200 p.b.).

Tabla 40: Resultados escenario optimista.

VAN accionista	TIR accionista	Pay-Back
754.543.336 €	21,64%	4 años y 175 días

En este escenario la construcción del parque eólico es muy rentable para la empresa, y la inversión se recupera muy rápido. De nuevo, está relacionado con los



parámetros críticos, que en este caso tienen valores más favorables, principalmente el precio del MWh es más elevado y la producción de energía mayor, aunque también es importante que el préstamo solicitado sea menor y el tipo impositivo más bajo.

4.4.3 CONCLUSIONES

Se observa que entre ambos escenarios hay una gran diferencia. Esto es debido principalmente a que hay cuatro parámetros críticos, dos de ellos con una gran importancia (el precio del MWh y la energía producida), y al cambiar su valor de forma significativa la rentabilidad cambia de mismo modo, por lo que a la hora de calcular el escenario realista se deberán utilizar unos valores lo más precisos posible para estas variables, y tener en cuenta como la variación de los mismos puede afectar a la viabilidad del parque eólico marino.

5 CONCLUSIONES

La energía eólica offshore cada vez está adquiriendo una mayor importancia en Europa, habiendo doblado su potencia instalada en los últimos tres años hasta alcanzar 6.562 MW al final de 2013, y con previsiones de seguir creciendo a un ritmo muy rápido los próximos años. El objetivo de la EWEA es llegar a 40 GW instalados en 2020, y colaborar de este modo para alcanzar el objetivo establecido por la Comisión Europea de que el 20% de la energía consumida en Europa en dicho año provenga de fuentes renovables.

A finales de 2013 había 2.879 MW de proyectos en construcción o parcialmente conectados a la red, y la EWEA había identificado autorizaciones de proyectos por un total de 22 GW y futuros planes para instalar más de 133 GW. Para el año 2030 la EWEA pretende que haya 150 GW instalados.

En España la situación es muy distinta, a día de hoy sólo hay un prototipo de 5 MW instalado. El Plan de Energías Renovables, aprobado en 2011, pretende lograr que en el año 2020 al menos el 20% del consumo energético en España provenga de energías renovables, como indica la Directiva Comunitaria. Este plan considera la energía eólica marina, y prevé que para 2020 haya 750 MW instalados.

Sin embargo, debido al cambio en política económica, que ya no incentiva las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, parece que va a ser muy difícil que esa previsión se cumpla puesto que se han paralizado la mayoría de proyectos.

Para la obtención de la energía se utilizan aerogeneradores, que gracias al desarrollo tecnológico cada vez se diseñan con una potencia unitaria mayor, y se colocan sobre subestructuras de diversa tipología en función de la profundidad a la que se encuentren. El desarrollo de plataformas flotantes es fundamental de cara a poder aprovechar la energía eólica en zonas con profundidades superiores a 50 metros, donde existe un gran recurso eólico por explotar.



Ante el aumento de la construcción de parques eólicos offshore, surge la necesidad de desarrollar herramientas que faciliten a las empresas la toma de decisiones sobre la inversión en este tipo de infraestructuras.

Por ello, se ha elaborado un modelo que relaciona las principales variables financieras y parámetros de diseño de parques eólicos offshore con su viabilidad económica. Introduciendo los valores de las variables en el cuadro de mando, el modelo calcula tres indicadores de rentabilidad, el VAN, la TIR y el Pay-Back, a partir de los Cash Flows Libres del proyecto, para el accionista y para el servicio de la deuda. Estos indicadores ayudan a la empresa a tomar la decisión de si invierte en construir el parque o no.

Para comprobar el funcionamiento del modelo, se ha diseñado un parque eólico offshore en la costa de Cádiz y se analiza con él. El funcionamiento es correcto, y los resultados calculados son los siguientes:

Tabla 41: Tabla resumen de los resultados de la rentabilidad económica del parque eólico offshore

	VAN	TIR	Pay-Back	RCSD
Del proyecto	281.251.381 €	13,07%	6 años y 347 días	>5,5
Para el accionista	116.389.088 €	9,01%	9 años y 43 días	

Por lo tanto, el proyecto es rentable para la empresa y recupera la inversión en 9 años y 43 días, lo que es un buen valor teniendo en cuenta que la vida útil del parque es de 20 años. A la empresa le interesa construir el parque eólico. Además, el Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda es superior a 1,4, luego el banco concedería el crédito.

Para un análisis más preciso, se han calculado cuáles son los parámetros críticos, y se les ha realizado un análisis de sensibilidad. Hay cuatro parámetros críticos: el precio del MWh, la energía generada, el porcentaje de préstamo y el tipo impositivo. Por tanto, estos parámetros deberán estudiarse en profundidad antes de



llevar a cabo el proyecto, ya que variaciones de sus valores producen cambios importantes en la rentabilidad del parque eólico marino.

También han planteado dos escenarios: uno pesimista en el que las variables son peores para la empresa que las utilizadas en el caso de referencia, y otro optimista en el que las variables son mejores, aunque siempre dentro de un rango razonable. En el escenario pesimista el parque no es viable, mientras que en el optimista la rentabilidad es muy alta. Esta diferencia es debida a los distintos valores que toman los parámetros críticos.

Por último, a la vista de los resultados obtenidos y de la información recogida en este trabajo, puede concluirse que el proyecto ha logrado cumplir los objetivos propuestos.

6 REFERENCIAS

- Real Decreto 1777/2004. (6 de Agosto de 2004). España.
- Real Decreto 1028/2007. (20 de Julio de 2007). España.
- Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parque eólicos marinos. (20 de Abril de 2009). España.
- Castejón de Castro, C. (2008). *Anales de mecánica y electricidad*.
- Couñago, B., Barturen, R., & Díaz, I. (2010). *Estudio técnico-financiero sobre la construcción de un parque eólico marino*.
- Crespo, A., Migoya, E., García, J., Fernando, M., & Prieto, J. L. (2010). *Efectos de las estelas en los parques eólicos*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Energy Spain. (s.f.). Obtenido de <http://www.energy-spain.com/energia-eolica>
- EOLICAT. (s.f.). Obtenido de <http://www.eolicat.net/energia-eolica/la-tecnologia/como-funciona-un-aerogenerador.html?L=1>
- Escuela de Finanzas Aplicadas. (2012). *Análisis financiero de empresas y proyectos*. Madrid.
- European Wind Energy Association. (2014). *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013*.
- Ferreño González, S., Castro Santos, L., Díaz Casás, V., Formoso, F., & Ángel, J. (2011). *Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar*. Cádiz.
- GAMESA. (s.f.). Obtenido de <http://www.gamesacorp.com/es/gamesa/energia-eolica/funcionamiento-parque-eolico.html>
- Gamesa. (2014). *Caso de Estudio: Arinaga. Un proyecto hecho realidad*.
- IDAE. (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020*. Madrid.

IDAE; TRUEWIND. (s.f.). Obtenido de

http://atlaseolico.idae.es/inc/get_map.php?pdf=spd80_es

Instituto Nacional de Estadística. (2014). Obtenido de

http://www.ine.es/prensa/ipri_prensa.htm

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2012). Obtenido de

<http://www.idae.es/index.php/relcategoria.121/id.187/mod.noticias/mem.detalle>

Jacob, P. L., & Lecot, J. (2012). *Parques eólico offshore-construcción y expectativas sobre su desarrollo en el mar Mediterráneo.*

Moreno Figueredo, C. (s.f.). Obtenido de

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia41/HTML/Articulo03.htm>

RAE. (2014). Obtenido de

<http://lema.rae.es/drae/srv/search?id=6pNrHZJmx2x5k8J60Jg>

Red Iberoamericana de generación eólica. (s.f.). *Nociones generales de energía eólica.*

Senvion. (2014). Senvion 6.2 M152 Datasheet. Hamburg, Alemania.

Staffel, I. (March de 2012). *www.academia.edu*. Obtenido de

http://www.academia.edu/1489838/Wind_Turbine_Power_Curves

SWAY. (s.f.). Obtenido de <http://sway.no/?page=166&show=180>

World Wind Energy Association. (2014). *Key Statistics of World Wind Energy Report 2013.*

TRABAJO FIN DE GRADO



Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos

Título: Elaboración de un modelo para el análisis de viabilidad económica

Autor: Carlos Fernández Martín

Directores: Saúl Torres Ortega y Pedro Díaz Simal

Convocatoria: Junio de 2014

os de Santander

mica de parques eólicos offshore. Aplicación a un caso práctico.



PARÁMETROS DE DISEÑO DEL PARQUE

Nº de Aerogeneradores	30
Potencia del aerogenerador	6,15 MW
Energía anual producida por cada generador	28.108 MWh
Energía total producida	843.240 MWh
Metros de cable interno	15.900 m
Metros de cable de evacuación	35.000 m
Profundidad media del parque	150 m

INSTRUCCIONES: Introducir en la celda correspondiente el valor de cada parámetro
Automáticamente el modelo calcula la información del resto de pestañas.

PARÁMETROS FINANCIEROS

IPRI	3,52%
Precio del MWh	120 €
Subida precio del MWh	1,50%
Porcentaje de préstamo	30%
Euribor 12 meses inicial	0,489%
Subida anual Euribor	0,05%
Spread	300 p.b.
Vida del préstamo	18 años
Tipo Impositivo	30%
Tasa de descuento	6,00%

Aerogeneradores		
Nº aerogeneradores	30	
Potencia	6,15	
Coste total por MW	1.200.000 €	221.400.000 €
Plataforma		
Nº aerogeneradores	30	
Coste total de la plataforma	4.000.000 €	120.000.000 €
Subestación offshore		
Potencia instalada	184,5	
Coste total subestación offshore por MW	60.000 €	11.070.000 €
Conexión eléctrica		
Metros de cable interno	15.900	
Coste total por metro	700 €	11.130.000 €
Metros de cable de evacuación	35.000	
Coste total por metro	1.200 €	42.000.000 €
Conexión a la red onshore		4.000.000 €
Ingeniería y estudios previos		8.192.000 €
Imprevistos		28.672.000 €
Total inversión inicial		446.464.000 €

	Inversión inicial	Vida Útil
Aerogeneradores	221.400.000 €	20 años
Plataformas	120.000.000 €	20 años
Subestación	11.070.000 €	40 años
Conexión eléctrica	57.130.000 €	40 años
Ingeniería y estudios previos	8.192.000 €	
Imprevistos	28.672.000 €	
		Total amortiza

Amortización Anual	Año 1	Año 2	Año 3
	(Valor a final de año)		
8%	203.688.000 €	185.976.000 €	168.264.000 €
	17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €
8%	110.400.000 €	100.800.000 €	91.200.000 €
	9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €
3%	10.737.900 €	10.405.800 €	10.073.700 €
	332.100 €	332.100 €	332.100 €
5%	54.273.500 €	51.417.000 €	48.560.500 €
	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €
10%	7.372.800 €	6.553.600 €	5.734.400 €
	819.200 €	819.200 €	819.200 €
10%	25.804.800 €	22.937.600 €	20.070.400 €
	2.867.200 €	2.867.200 €	2.867.200 €
do anual	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
44.280.000 €	26.568.000 €	8.856.000 €	- €	- €	- €
17.712.000 €	17.712.000 €	17.712.000 €	8.856.000 €	- €	- €
24.000.000 €	14.400.000 €	4.800.000 €	- €	- €	- €
9.600.000 €	9.600.000 €	9.600.000 €	4.800.000 €	- €	- €
7.749.000 €	7.416.900 €	7.084.800 €	6.752.700 €	6.420.600 €	6.088.500 €
332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €
28.565.000 €	25.708.500 €	22.852.000 €	19.995.500 €	17.139.000 €	14.282.500 €
2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €
- €	- €	- €	- €	- €	- €
819.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €	- €
2.867.200 €	- €	- €	- €	- €	- €
34.187.000 €	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
5.756.400 €	5.424.300 €	5.092.200 €	4.760.100 €	4.428.000 €
332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €	332.100 €
11.426.000 €	8.569.500 €	5.713.000 €	2.856.500 €	- €
2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €	2.856.500 €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
- €	- €	- €	- €	- €
3.188.600 €				

Costes operativos

O&M

Energía producida

843.240 MWh

Costo O&M

15 €/MWh

12.648.600 €

Provisión Desmantelamiento

10% de la Inversión inicial

44.646.400 €

Vida útil

20 años

2.232.320 €

Otros gastos de explotación

Seguro

2% la de inversión inicia anual

8.929.280 €

Costes estructurales de la empresa

2.023.776 €

IPRI**Coste total anual**

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
14.880.920 €	15.404.728 €	15.946.975 €	16.508.308 €	17.089.401 €	17.690.948 €
12.648.600 €	13.093.831 €	13.554.734 €	14.031.860 €	14.525.782 €	15.037.089 €
2.232.320 €	2.310.898 €	2.392.241 €	2.476.448 €	2.563.619 €	2.653.859 €
10.953.056 €	11.338.604 €	11.737.722 €	12.150.890 €	12.578.602 €	13.021.368 €
8.929.280 €	9.243.591 €	9.568.965 €	9.905.793 €	10.254.477 €	10.615.434 €
2.023.776 €	2.095.013 €	2.168.757 €	2.245.098 €	2.324.125 €	2.405.934 €
3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%
1,00	1,04	1,07	1,11	1,15	1,19
25.833.976 €	26.743.332 €	27.684.697 €	28.659.199 €	29.668.002 €	30.712.316 €

Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
18.313.669 €	18.958.310 €	19.625.643 €	20.316.465 €	21.031.605 €	21.771.917 €
15.566.395 €	16.114.332 €	16.681.556 €	17.268.747 €	17.876.607 €	18.505.864 €
2.747.274 €	2.843.978 €	2.944.086 €	3.047.718 €	3.154.998 €	3.266.054 €
13.479.721 €	13.954.207 €	14.445.395 €	14.953.873 €	15.480.249 €	16.025.154 €
10.989.097 €	11.375.914 €	11.776.346 €	12.190.873 €	12.619.992 €	13.064.216 €
2.490.623 €	2.578.293 €	2.669.049 €	2.763.000 €	2.860.257 €	2.960.938 €
3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%
1,23	1,27	1,32	1,37	1,41	1,46
31.793.390 €	32.912.517 €	34.071.038 €	35.270.338 €	36.511.854 €	37.797.071 €

Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
22.538.289 €	23.331.637 €	24.152.910 €	25.003.093 €	25.883.202 €	26.794.290 €
19.157.270 €	19.831.606 €	20.529.678 €	21.252.323 €	22.000.405 €	22.774.819 €
3.381.019 €	3.500.031 €	3.623.232 €	3.750.770 €	3.882.797 €	4.019.471 €
16.589.239 €	17.173.180 €	17.777.676 €	18.403.451 €	19.051.252 €	19.721.856 €
13.524.076 €	14.000.123 €	14.492.928 €	15.003.079 €	15.531.187 €	16.077.885 €
3.065.163 €	3.173.057 €	3.284.749 €	3.400.372 €	3.520.065 €	3.643.971 €
3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%	3,52%
1,51	1,57	1,62	1,68	1,74	1,80
39.127.528 €	40.504.817 €	41.930.587 €	43.406.543 €	44.934.454 €	46.516.146 €

Año 19	Año 20
27.737.449 €	28.713.808 €
23.576.493 €	24.406.385 €
4.160.957 €	4.307.422 €
20.416.065 €	21.134.711 €
16.643.827 €	17.229.689 €
3.772.239 €	3.905.022 €
3,52%	3,52%
1,86	1,93
48.153.515 €	49.848.518 €

	Año 1	Año 2	Año 3
Energía producida	843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh
Precio	120,00€/MWh	121,80€/MWh	123,63€/MWh
IPC	1,50%	1,50%	1,50%
	1,00	1,02	1,03
Ingresos anuales	101.188.800 €	102.706.632 €	104.247.231 €

Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh
125,48€/MWh	127,36€/MWh	129,27€/MWh	131,21€/MWh
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
1,05	1,06	1,08	1,09
105.810.940 €	107.398.104 €	109.009.076 €	110.644.212 €

Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh
133,18€/MWh	135,18€/MWh	137,21€/MWh	139,26€/MWh
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
1,11	1,13	1,14	1,16
112.303.875 €	113.988.433 €	115.698.260 €	117.433.733 €

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh
141,35€/MWh	143,47€/MWh	145,63€/MWh	147,81€/MWh
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
1,18	1,20	1,21	1,23
119.195.239 €	120.983.168 €	122.797.916 €	124.639.884 €

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19
843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh	843.240 MWh
150,03€/MWh	152,28€/MWh	154,56€/MWh	156,88€/MWh
1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
1,25	1,27	1,29	1,31
126.509.483 €	128.407.125 €	130.333.232 €	132.288.230 €

Año 20

843.240 MWh

159,23€/MWh

1,50%

1,33

134.272.554 €

Inversión inicial	446.464.000 €
% deuda	30%
Préstamo	133.939.200 €
Equity	312.524.800 €
Vida del préstamo	18 años
Subida anual del Euribor	0,05%
Spread	300 p.b.
Euribor 12 meses	0,489%

Interés variable	Año 1	Año 2	Año 3
Euribor	0,489%	0,539%	0,789%
Spread	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.
Interés sobre el saldo vivo	3,49%	3,54%	3,79%
Saldo vivo	133.939.200 €	126.498.133 €	119.057.067 €
Cuota anual	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €
Pagos por intereses	4.673.139 €	4.476.769 €	4.511.072 €
Pagos totales	12.114.205 €	11.917.836 €	11.952.139 €

Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
1,039%	1,289%	1,539%	1,789%	2,039%
300 p.b.				
4,04%	4,29%	4,54%	4,79%	5,04%
111.616.000 €	104.174.933 €	96.733.867 €	89.292.800 €	81.851.733 €
7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €
4.508.170 €	4.468.063 €	4.390.750 €	4.276.232 €	4.124.509 €
11.949.237 €	11.909.130 €	11.831.817 €	11.717.299 €	11.565.576 €

Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
2,289%	2,539%	2,789%	3,039%	3,289%	3,539%
300 p.b.	300 p.b.				
5,29%	5,54%	5,79%	6,04%	6,29%	6,54%
74.410.667 €	66.969.600 €	59.528.533 €	52.087.467 €	44.646.400 €	37.205.333 €
7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €
3.935.580 €	3.709.446 €	3.446.107 €	3.145.562 €	2.807.812 €	2.432.857 €
11.376.647 €	11.150.513 €	10.887.173 €	10.586.629 €	10.248.879 €	9.873.923 €

Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
3,789%	4,039%	4,289%	4,539%	4,789%	5,039%
300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.	300 p.b.
6,79%	7,04%	7,29%	7,54%	7,79%	8,04%
29.764.267 €	22.323.200 €	14.882.133 €	7.441.067 €	- €	- €
7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	7.441.067 €	- €	- €
2.020.696 €	1.571.330 €	1.084.759 €	560.982 €	- €	- €
9.461.763 €	9.012.397 €	8.525.825 €	8.002.049 €	- €	- €

	Año 1	Año 2	Año 3
Ingresos por ventas	101.188.800 €	102.706.632 €	104.247.231 €
Costes operativos	- 14.880.920 €	- 15.404.728 €	- 15.946.975 €
Margen Bruto	86.307.880 €	87.301.904 €	88.300.257 €
	85,29%	85,00%	84,70%
Otros gastos de explotación	- 10.953.056 €	- 11.338.604 €	- 11.737.722 €
Margen EBITDA	75.354.824 €	75.963.300 €	76.562.534 €
	74,47%	73,96%	73,44%
Amortización	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €
Margen EBIT	41.167.824 €	41.776.300 €	42.375.534 €
	40,68%	40,68%	40,65%
Gastos financieros	- 12.114.205 €	- 11.917.836 €	- 11.952.139 €
Resultado antes de impuestos	29.053.619 €	29.858.464 €	30.423.395 €
Impuestos	- 8.716.086 €	- 8.957.539 €	- 9.127.019 €
Resultado Neto	20.337.533 €	20.900.925 €	21.296.377 €
	20,10%	20,35%	20,43%

Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
105.810.940 €	107.398.104 €	109.009.076 €	110.644.212 €	112.303.875 €	113.988.433 €
- 16.508.308 €	- 17.089.401 €	- 17.690.948 €	- 18.313.669 €	- 18.958.310 €	- 19.625.643 €
89.302.632 €	90.308.703 €	91.318.128 €	92.330.543 €	93.345.565 €	94.362.790 €
84,40%	84,09%	83,77%	83,45%	83,12%	82,78%
- 12.150.890 €	- 12.578.602 €	- 13.021.368 €	- 13.479.721 €	- 13.954.207 €	- 14.445.395 €
77.151.741 €	77.730.102 €	78.296.760 €	78.850.822 €	79.391.358 €	79.917.396 €
72,91%	72,38%	71,83%	71,27%	70,69%	70,11%
- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €	- 34.187.000 €
42.964.741 €	43.543.102 €	44.109.760 €	44.663.822 €	45.204.358 €	45.730.396 €
40,61%	40,54%	40,46%	40,37%	40,25%	40,12%
- 11.949.237 €	- 11.909.130 €	- 11.831.817 €	- 11.717.299 €	- 11.565.576 €	- 11.376.647 €
31.015.504 €	31.633.972 €	32.277.943 €	32.946.523 €	33.638.782 €	34.353.749 €
- 9.304.651 €	- 9.490.192 €	- 9.683.383 €	- 9.883.957 €	- 10.091.635 €	- 10.306.125 €
21.710.853 €	22.143.780 €	22.594.560 €	23.062.566 €	23.547.148 €	24.047.624 €
20,52%	20,62%	20,73%	20,84%	20,97%	21,10%

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
115.698.260 €	117.433.733 €	119.195.239 €	120.983.168 €	122.797.916 €	124.639.884 €
- 20.316.465 €	- 21.031.605 €	- 21.771.917 €	- 22.538.289 €	- 23.331.637 €	- 24.152.910 €
95.381.794 €	96.402.129 €	97.423.322 €	98.444.879 €	99.466.279 €	100.486.974 €
82,44%	82,09%	81,73%	81,37%	81,00%	80,62%
- 14.953.873 €	- 15.480.249 €	- 16.025.154 €	- 16.589.239 €	- 17.173.180 €	- 17.777.676 €
80.427.921 €	80.921.879 €	81.398.168 €	81.855.640 €	82.293.098 €	82.709.298 €
69,52%	68,91%	68,29%	67,66%	67,02%	66,36%
- 34.187.000 €	- 30.500.600 €	- 30.500.600 €	- 16.844.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €
46.240.921 €	50.421.279 €	50.897.568 €	65.011.040 €	79.104.498 €	79.520.698 €
39,97%	42,94%	42,70%	53,74%	64,42%	63,80%
- 11.150.513 €	- 10.887.173 €	- 10.586.629 €	- 10.248.879 €	- 9.873.923 €	- 9.461.763 €
35.090.409 €	39.534.106 €	40.310.939 €	54.762.161 €	69.230.575 €	70.058.935 €
- 10.527.123 €	- 11.860.232 €	- 12.093.282 €	- 16.428.648 €	- 20.769.173 €	- 21.017.680 €
24.563.286 €	27.673.874 €	28.217.658 €	38.333.513 €	48.461.403 €	49.041.254 €
21,23%	23,57%	23,67%	31,68%	39,46%	39,35%

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
126.509.483 €	128.407.125 €	130.333.232 €	132.288.230 €	134.272.554 €
- 25.003.093 €	- 25.883.202 €	- 26.794.290 €	- 27.737.449 €	- 28.713.808 €
101.506.390 €	102.523.923 €	103.538.941 €	104.550.781 €	105.558.746 €
80,24%	79,84%	79,44%	79,03%	78,62%
- 18.403.451 €	- 19.051.252 €	- 19.721.856 €	- 20.416.065 €	- 21.134.711 €
83.102.939 €	83.472.671 €	83.817.085 €	84.134.715 €	84.424.035 €
65,69%	65,01%	64,31%	63,60%	62,88%
- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €	- 3.188.600 €
79.914.339 €	80.284.071 €	80.628.485 €	80.946.115 €	81.235.435 €
63,17%	62,52%	61,86%	61,19%	60,50%
- 9.012.397 €	- 8.525.825 €	- 8.002.049 €	- €	- €
70.901.943 €	71.758.246 €	72.626.437 €	80.946.115 €	81.235.435 €
- 21.270.583 €	- 21.527.474 €	- 21.787.931 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
49.631.360 €	50.230.772 €	50.838.506 €	56.662.281 €	56.864.805 €
39,23%	39,12%	39,01%	42,83%	42,35%

	Año 1	Año 2
Margen EBIT	41.167.824 €	41.776.300 €
- Impuestos sobre el resultado operativo	- 12.350.347 €	- 12.532.890 €
+ Amortizaciones	34.187.000 €	34.187.000 €
Cash Flow libre de explotación	63.004.477 €	63.430.410 €

	Año 1	Año 2
Resultado Neto	20.337.533 €	20.900.925 €
+ Amortizaciones	34.187.000 €	34.187.000 €
- Amortización de deuda neta	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €
Cash Flow libre para los recursos propios	47.083.466 €	47.646.858 €

	Año 1	Año 2
Margen EBITDA	75.354.824 €	75.963.300 €
- Impuestos pagados	- 8.716.086 €	- 8.957.539 €
Cash Flow libre para el servicio de la deuda	66.638.738 €	67.005.761 €

Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
42.375.534 €	42.964.741 €	43.543.102 €	44.109.760 €	44.663.822 €	45.204.358 €
- 12.712.660 €	- 12.889.422 €	- 13.062.930 €	- 13.232.928 €	- 13.399.147 €	- 13.561.307 €
34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €
63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €	65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €

Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
21.296.377 €	21.710.853 €	22.143.780 €	22.594.560 €	23.062.566 €	23.547.148 €
34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €	34.187.000 €
- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €
48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €	49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €

Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
76.562.534 €	77.151.741 €	77.730.102 €	78.296.760 €	78.850.822 €	79.391.358 €
- 9.127.019 €	- 9.304.651 €	- 9.490.192 €	- 9.683.383 €	- 9.883.957 €	- 10.091.635 €
67.435.516 €	67.847.090 €	68.239.910 €	68.613.377 €	68.966.865 €	69.299.723 €

Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
45.730.396 €	46.240.921 €	50.421.279 €	50.897.568 €	65.011.040 €	79.104.498 €
- 13.719.119 €	- 13.872.276 €	- 15.126.384 €	- 15.269.270 €	- 19.503.312 €	- 23.731.350 €
34.187.000 €	34.187.000 €	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €
66.198.277 €	66.555.645 €	65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €

Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
24.047.624 €	24.563.286 €	27.673.874 €	28.217.658 €	38.333.513 €	48.461.403 €
34.187.000 €	34.187.000 €	30.500.600 €	30.500.600 €	16.844.600 €	3.188.600 €
- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €
50.793.557 €	51.309.219 €	50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €

Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14
79.917.396 €	80.427.921 €	80.921.879 €	81.398.168 €	81.855.640 €	82.293.098 €
- 10.306.125 €	- 10.527.123 €	- 11.860.232 €	- 12.093.282 €	- 16.428.648 €	- 20.769.173 €
69.611.271 €	69.900.799 €	69.061.648 €	69.304.886 €	65.426.992 €	61.523.926 €

Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
79.520.698 €	79.914.339 €	80.284.071 €	80.628.485 €	80.946.115 €	81.235.435 €
- 23.856.209 €	- 23.974.302 €	- 24.085.221 €	- 24.188.546 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €
58.853.088 €	59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €

Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
49.041.254 €	49.631.360 €	50.230.772 €	50.838.506 €	56.662.281 €	56.864.805 €
3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €	3.188.600 €
- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- 7.441.067 €	- €	- €
44.788.788 €	45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €

Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
82.709.298 €	83.102.939 €	83.472.671 €	83.817.085 €	84.134.715 €	84.424.035 €
- 21.017.680 €	- 21.270.583 €	- 21.527.474 €	- 21.787.931 €	- 24.283.835 €	- 24.370.631 €
61.691.617 €	61.832.356 €	61.945.197 €	62.029.154 €	59.850.881 €	60.053.405 €

	Año 1
Ratio de Cobertura del servicio de la deuda	5,50

Calculo del Valor Actual Neto del proyecto

	Año 0
Cash Flow libre de explotación	- 446.464.000 €
Tasa de descuento WACC	6%
Factor de descuento	
VAN de los Cash Flows del proyecto	- 446.464.000 €

Valor económico generado por el proyecto 281.251.381 €

Calculo del Valor Actual Neto para el accionista

	Año 0
Cash Flow libre para los recursos propios	- 446.464.000 €
Tasa de descuento	6%
Factor de descuento	
VAN de los Cash Flows para el accionista	- 446.464.000 €

Valor económico generado para el accionista 116.389.088 €

Pay-Back del proyecto

	Año 0
Flujo de caja	- 446.464.000 €
Flujo de caja acumulado	- 446.464.000 €

Pay-Back para el accionista

	Año 0
Flujo de caja	- 446.464.000 €
Flujo de caja acumulado	- 446.464.000 €

Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
5,62	5,64	5,68	5,73	5,80

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
63.004.477 €	63.430.410 €	63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €

0,943396	0,889996	0,839619	0,792094	0,747258
59.438.186 €	56.452.839 €	53.609.585 €	50.901.776 €	48.323.072 €

TIR del proyecto			13,07%	
-------------------------	--	--	---------------	--

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
47.083.466 €	47.646.858 €	48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €

0,943396	0,889996	0,839619	0,792094	0,747258
44.418.364 €	42.405.534 €	40.337.250 €	38.382.313 €	36.533.238 €

TIR del accionista			9,01%	
---------------------------	--	--	--------------	--

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
63.004.477 €	63.430.410 €	63.849.874 €	64.262.319 €	64.667.171 €
- 383.459.523 €	- 320.029.113 €	- 256.179.239 €	- 191.916.920 €	- 127.249.749 €

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
47.083.466 €	47.646.858 €	48.042.310 €	48.456.786 €	48.889.714 €
- 399.380.534 €	- 351.733.675 €	- 303.691.365 €	- 255.234.579 €	- 206.344.865 €

Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
5,89	5,99	6,12	6,27	6,34

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €	66.198.277 €	66.555.645 €

0,704961	0,665057	0,627412	0,591898	0,558395
45.867.434 €	43.529.102 €	41.302.588 €	39.182.658 €	37.164.325 €

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €	50.793.557 €	51.309.219 €

0,704961	0,665057	0,627412	0,591898	0,558395
34.783.101 €	33.125.497 €	31.554.501 €	30.064.629 €	28.650.800 €

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
65.063.832 €	65.451.675 €	65.830.051 €	66.198.277 €	66.555.645 €
- 62.185.918 €	3.265.758 €	69.095.809 €	135.294.085 €	201.849.730 €
6 años 347 días				

Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
49.340.493 €	49.808.500 €	50.293.081 €	50.793.557 €	51.309.219 €
- 157.004.372 €	- 107.195.872 €	- 56.902.791 €	- 6.109.234 €	45.199.986 €
9 años 43 días				

Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16
6,55	6,38	6,23	6,52	6,86

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €	58.853.088 €
0,526788	0,496969	0,468839	0,442301	0,417265
34.660.246 €	32.864.036 €	29.233.204 €	25.901.918 €	24.557.337 €

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €	44.788.788 €
0,526788	0,496969	0,468839	0,442301	0,417265
26.725.726 €	25.483.193 €	22.380.990 €	19.553.655 €	18.688.796 €

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
65.795.496 €	66.128.898 €	62.352.328 €	58.561.749 €	58.853.088 €
267.645.226 €	333.774.124 €	396.126.452 €	454.688.201 €	513.541.289 €

Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
50.733.408 €	51.277.191 €	47.737.046 €	44.208.936 €	44.788.788 €
95.933.393 €	147.210.584 €	194.947.630 €	239.156.566 €	283.945.354 €

Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
7,27	7,75	-	-

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €
0,393646	0,371364	0,350344	0,330513	0,311805
23.275.768 €	22.054.386 €	20.890.489 €	19.781.495 €	18.724.935 €

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €
0,393646	0,371364	0,350344	0,330513	0,311805
17.863.233 €	17.074.707 €	16.321.129 €	19.781.495 €	18.724.935 €

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
59.128.637 €	59.387.450 €	59.628.540 €	59.850.881 €	60.053.405 €
572.669.927 €	632.057.376 €	691.685.916 €	751.536.797 €	811.590.201 €

Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
45.378.893 €	45.978.305 €	46.586.039 €	59.850.881 €	60.053.405 €
329.324.247 €	375.302.553 €	421.888.591 €	481.739.472 €	541.792.877 €

