



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



Estudio técnico preliminar y viabilidad económica de parque eólico offshore en Faro Punta Nariga (Galicia) mediante el vehículo inversor de project finance.

Trabajo realizado por:

Jorge Guzmán Chaves

Dirigido:

Saúl Torres Ortega

Titulación:

**Máster Universitario en
Ingeniería de Caminos, Canales
y Puertos**

Santander, Julio de 2021

TRABAJO FIN DE MASTER

RESUMEN

Título: Estudio técnico preliminar y viabilidad económica de parque eólico offshore en Faro Punta Nariga (Galicia) mediante el vehículo inversor del project finance.

Autor: Jorge Guzmán Chaves

Director: Saúl Torres Ortega

Titulación: Máster Universitario en Ingeniería de Caminos, Canales y Puertos

Palabras clave: Project finance, estudio viabilidad, parque eólico offshore, energía eólica offshore, energías renovables

Las previsiones de cara a 2050 prevén la necesidad de instalación de 67.500MW en España de parques de generación de energía por métodos de producción renovables, poseyendo el sector eólico marino un gran potencial de generación, para el que se prevé una instalación de 17.000MW, lo que hace necesario el estudio de la posibilidad y viabilidad de las instalaciones offshore en el territorio español, ya que a la fecha no existen antecedentes de este tipo de explotaciones en este territorio. Esta necesidad viene justificada por el acuerdo de París alcanzado durante la XXI Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático donde se estableció como necesaria la reducción del 40% de las emisiones para 2030 y un sistema prácticamente descarbonizado para 2050, lo que lleva a la sustitución de métodos de generación no renovables por métodos renovables. Además de ello, queda justificado por el incremento de demanda esperado.

A día de hoy, de los 650GW instalados a nivel mundial, 29GW pertenecen a parques eólicos offshore, encontrando el 75% de esta potencia instalada en Europa, no habiéndose establecido ninguno de ellos en España.

Para el estudio llevado a cabo, debido a la batimetría de nuestras costas se ha optado por un parque de generación offshore flotante, emplazado en la costa gallega, concretamente en el entorno de Faro Punta Nariga, una vez estudiados el potencial de generación de la zona, la legislación aplicable y las restricciones ambientales existentes en las costas españolas. Una vez seleccionada por la mejor combinación ofrecida tras el estudio general de los aspectos anteriormente comentados, se ha llevado a cabo un estudio pormenorizado del recurso eólico

disponible, analizando el histórico de datos en el punto modelo más cercano (SIMAR 3014032), para el que se han obtenido una media de horas de funcionamiento equivalente anual de 4.256 h/año y una velocidad media de viento de 11,47 m/s.

Una vez analizado el catálogo y las distintas posibilidades, se ha elegido la instalación de 6 aerogeneradores Siemens-Gamesa modelo SG8.0-167DD, que constituyen una potencia instalada de 48MW. Con las características concretas de este modelo y en base a los datos históricos de viento de la zona, se ha obtenido una media de horas de funcionamiento anual de 7.355 h/año, con una velocidad media de viento durante las horas de funcionamiento de 9,06 m/s. Con estos datos y teniendo en cuenta la curva de potencia del modelo de aerogenerador, se estima una potencia de generación media anual del parque de 189.287 MWh/año.

Con este potencial de generación y analizados los precios del mercado de la energía eléctrica, la inversión inicial a realizar y los costes de explotación, así como realizando un estudio de las variables que intervienen en estos factores, tales como el IPC, IPRI y las distintas posibilidades de amortización, se han obtenido los primeros resultados de viabilidad, siendo a priori favorables.

Con ello, posteriormente, se ha realizado un análisis de los distintos métodos de financiación y de las variables que en ellos intervienen, analizando los distintos mercados y la realidad actual de los mismos, para a través de todas estas características, establecer un escenario de futuro para realizar el caso de estudio, estableciendo la posibilidad de combinar tres métodos de financiación: fondos propios, Project finance y emisión de bonos verdes. Una vez analizadas se ha decidido realizar una financiación del proyecto en un 65% a través de Project finance y el 35% restante a través de fondos propios, obteniendo de ese modo un ratio de cobertura al servicio de la deuda aceptable durante el primer año de 1,15 que aumenta progresivamente hasta 2,56 en el último año de servicio de la deuda, obteniendo un coste de financiación del 2,38%.

Bajo el escenario propuesto, se arrojan los siguientes datos que nos sirven para analizar la viabilidad del caso de estudio:

VAN proyecto	42.989.247,11 €
TIR proyecto	2,82 %
Pay-Back proyecto	19 años

Además de este escenario, a priori positivo y que nos muestra la viabilidad del proyecto, se ha sometido el mismo a un escenario de estrés para la situación más desfavorable, superando el mismo sin problemas y demostrando la fortaleza y justificando viabilidad de este proyecto.

Por último, de forma adicional y complementaria, se ha realizado un estudio de la posibilidad de cubrir los ingresos del proyecto mediante la venta de productos derivados existentes a día de hoy en el mercado tras la liberalización del mercado de la energía, que sin duda resulta un aspecto muy interesante, como puede verse en el estudio, de cara a realizar coberturas y asegurar tanto la viabilidad del proyecto como ingresos extraordinarios sobre los proyectados en el presente estudio.

ABSTRACT

Title: Preliminary technical study and economic feasibility of an offshore wind farm at Faro Punta Nariga (Galicia) using the project finance investment structure.

Author: Jorge Guzmán Chaves

Director: Saúl Torres Ortega

Key words: Project finance, feasibility study, offshore wind farm, offshore wind power, renewable energy.

The forecast for 2050 estimates that Spain will need 67,500MW of additional power generation by then, produced by renewable methods, being the offshore wind sector the one with higher potential, with an installation planning of 17,000MW. This fact makes necessary the study of the possibility and viability of offshore facilities in the Spanish territory. Besides, to date, there is no previous exploitation of this kind of production in the Spanish coastside. This need is justified by the Paris agreement reached during the XXI Conference of the Parties of the United Nations Framework Convention on Climate Change where it was established as necessary the reduction of 40% of emissions by 2030, and a practically decarbonised system by 2050, leading to the replacement of non-renewable generation methods by renewable ones. Furthermore, it is justified by the increase in expected demand.

Currently, out of the 650GW installed generators worldwide, 29GW belong to offshore wind farms, finding 75% of this installed power in Europe, none of them having been established in Spain.

For the study carried out, due to the bathymetry of our coasts, we have aimed for a floating offshore generation park, located on the Galician region coastside, specifically in the surroundings of Faro Punta Nariga, once taking into account the generation potential of the area, applicable legislation and environmental conditions restrictions existing on the Spanish coasts. Once selected the location considering the best combination offered after the general study of the aspects above mentioned, a detailed study of the wind resource has been carried out, analyzing the historical data at the closest model point (SIMAR 3014032), showing an average of annual equivalent operation of 4,256 h / year, as well as an average wind speed of 11.47 m / s.

Once the catalog and the different possibilities have been analyzed, the installation of 6 Siemens-Gamesa model SG8.0-167DD wind turbines, which would suppose an installed power of 48MW. With the specific characteristics of this model and based on historical wind data in the area, we have obtained the average annual operating hours (7,355 h / year), with an average wind speed during operating hours of 9.06 m / s. Considering this data and taking into account the power curve of the wind turbine model, it has been estimated an average annual generation power of 189,287 MWh / year in the studied energy park.

With this generation potential plus the electricity market prices analysis, the initial investment to be made, the operating costs, as well as conducting a study of the variables involved in these factors, such as the CPI, IPRI and the different amortization possibilities, the result would be that the project is feasible.

Considering all this, subsequently, an analysis of the different methods of financing and the variables involved, of the different markets and their current reality, through all these characteristics, establishing a future scenario to carry out the case study, establishing the possibility of combining three financing methods: funds own, Project finance and issuance of green bonds. Once analyzed, it has been decided to finance the project by 65% through Project finance and the remaining 35% through equity, thus obtaining an acceptable debt service coverage ratio during the first year of 1.15 that progressively increases to 2.56 in the last year of debt service, obtaining a financing cost of 2.38%.

Under the proposed scenario, the following data helps us to analyze the feasibility of the case study:

Project VAN	42.989.247,11 €
Project TIR	2,82 %
Project Pay-Back	19 años

In addition to this scenario, a priori positive insight that shows us the viability of the project, it has been put into a stress scenario for the most unfavorable option, overcoming it without issues, demonstrating the strength and justifying the viability of this project.

Eventually, in an additional and complementary way, a study of the possibility of covering the income of the project through the sale of products derivatives existing today in the market after market liberalization of energy, which is undoubtedly a very

interesting aspect, as explained in the study, in order to carry out coverage and ensure both the viability of the project as well as extraordinary income over those initially projected.

Contenido

1. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	11
1.2. OBJETIVO	11
2. ANTECEDENTES	13
2.1. SITUACIÓN ACTUAL	13
2.1.1. MODELOS PRODUCTIVOS Y DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN	13
2.1.2. GASES DE EFECTO INVERNADERO RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA.....	16
2.1.3. DEMANDA ENERGÉTICA ACTUAL Y CAPACIDAD INSTALADA...	17
2.1.4. PREVISIÓN DE DEMANDA.....	19
2.2. JUSTIFICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO	19
3. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE	21
3.1. INTRODUCCIÓN AL MODELO DE PRODUCCIÓN	21
3.2. SITUACIÓN DEL MODELO OFFSHORE A NIVEL MUNDIAL	21
3.3. SITUACIÓN DEL MODELO OFFSHORE EN ESPAÑA	23
4. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	25
4.1. LOCALIZACIÓN	25
4.1.1. NORMATIVA APLICABLE	25
4.1.2. SELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DE ESTUDIO	26
4.2. RECURSO EÓLICO	34
4.3. ELECCIÓN DE LOS AEROGENRADORES A INSTALAR.....	38
4.3.1. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS.....	38
4.3.2. ELECCIÓN DE AEROGNERADORES A INSTALAR	41
4.3.3. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA	43
5. PARÁMETROS QUE DETERMINAN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y RESULTADO ORDINARIO	47
5.1. INTRODUCCIÓN.....	47
5.2. INGRESOS.....	48
5.3. INVERSIÓN INICIAL	49
5.4. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	50
5.5. AMORTIZACIONES	51
5.6. DEFINICIÓN DE ÍNDICES	52

5.7. RESULTADO ORDINARIO	55
6. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	57
6.1. INTRODUCCIÓN.....	57
6.2. PROJECT FINANCE. CONCEPTOS GENERALES.....	57
6.3. MÉTODOS DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	63
6.3.1. RENDIMIENTO EXIGIDO POR LOS ACCIONISTAS (K_e)	64
6.3.2. TIPO IMPOSITIVO IMPUESTOS DE SOCIEDADES	65
6.3.3. COSTE DE LA DEUDA FINANCIERA O RENDIMIENTO EXIGIDO POR LOS ACREEDORES (K_d).....	67
6.3.4. OBTENCIÓN DE FINANCIACIÓN A TRAVÉS DE LA EMISIÓN DE BONOS	67
6.3.5. FINANCIACIÓN A TRAVÉS DE PROJECT FINANCE	70
6.4. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	74
7. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PROYECTO	76
7.1. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE CÁLCULO Y DE LAS VARIABLES INTERVINIENTES	76
7.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL ESCENARIO DE CÁLCULO	78
7.2.1. CUENTA DE RESULTADOS	78
7.2.2. CASH FLOW.....	83
7.3. ESCENARIO DE ESTRÉS	91
7.3.1. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE ESTRÉS A ESTUDIAR.....	91
7.3.2. ESCENARIOS DE ESTRÉS	93
7.4. CONCLUSIONES DE LA VIABILIDAD DEL PROYECTO	95
8. COBERTURA DE LA VIABILIDAD MEDIANTE PRODUCTOS DERIVADOS 96	
8.1. DEFINICIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS	96
8.2. OPCIONES DE DERIVADOS PARA EL CASO DE ESTUDIO.....	97
8.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS DERIVADOS DISPONIBLES	98
8.4. COSTES DE OPERACIÓN	100
8.5. ASEGURAMIENTO DE LA VIABILIDAD MEDIANTE LA CONTRATACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS PARA EL CASO DE ESTUDIO.....	100
9. REFERENCIAS	106
ANEXO I	108
PARÁMETROS QUE DETERMINAN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y RESULTADO ORDINARIO	108

HIPÓTESIS 1.....	109
HIPÓTESIS 2.....	112
HIPÓTESIS 3.....	115
ANEXO II.....	118
CUENTA DE RESULTADOS PARA ESCENARIO DE CÁLCULO CON DETALLE DE COMPENSACIONES EN IMPUESTOS	118

1. INTRODUCCIÓN

1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

En la última feria sobre energía eólica marina organizada por la Asociación Europea de Energía Eólica, se estipuló que de los 450.000MW que se esperan instalar en 2050 en Europa, 17.000MW deberían instalarse en España, estableciendo además que el sector eólico marino tiene una gran oportunidad en España. Se calcula, además, que España necesitaría construir en los 30 años que tenemos por delante hasta 2050, unos 85 parques eólicos con una potencia instalada de 200MW cada uno para cumplir con estos objetivos.

Hasta la fecha, en España no contamos con ninguna instalación eólica offshore. El motivo de ello es la inviabilidad técnica del proyecto con plataformas fijas, cuya solución viable está determinada por su emplazamiento en lugares con profundidades de hasta 30 – 50m; hecho que no se produce en nuestras costas debido al descenso rápido de la plataforma continental en los contornos de la península ibérica.

Este hecho está cambiando progresivamente con los avances técnicos y se vislumbra la posibilidad de aprovechar emplazamientos offshore con los avances técnicos que se están produciendo, posibilitando la implantación de soluciones flotantes gracias al desarrollo de cimentaciones flotantes que permiten su implantación en zonas de gran profundidad (más de 60 metros).

Aunando la necesidad creciente de energía limpia y el potencial de explotación de este método de obtención de energía, surge el presente estudio para analizar la viabilidad económica de este tipo de proyectos, así como los posibles métodos de financiación de este tipo de proyectos.

1.2. OBJETIVO

El modelo productivo de energía mediante parques eólicos offshore, es un modelo de producción que hasta la fecha no se ha podido llevar a cabo en España con motivo de la inviabilidad técnica que supone nuestra orografía costera. A la vista de las nuevas soluciones técnicas que se vislumbran, se realiza el presente estudio con el objetivo de:

- Estudiar la viabilidad del modelo de producción energética mediante parques eólicos offshore.
- Estudiar posibles modelos de financiación del proyecto, buscando las mejores opciones y alternativas en base a la situación actual y a los modelos de financiación existentes en la actualidad y concluyendo con la alternativa o combinación de alternativas que resulten más ventajosas para posibilitar la ejecución viable de este tipo de proyectos.

2. ANTECEDENTES

2.1. SITUACIÓN ACTUAL

2.1.1. MODELOS PRODUCTIVOS Y DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN

En la actualidad contamos con numerosas formas de producción de energía eléctrica, entre las cuales destacan los modelos productivos mediante: Carbón, petróleo, gas natural, bio fuel, combustión de residuos, nuclear (fisión), hidráulica, solar, eólica y térmica solar.

A lo largo de los años, ha ido modificándose la distribución entre los distintos modelos productivos, sobre todo, debido a la irrupción de nuevas metodologías productivas, así como debido al desarrollo técnico de estas nuevas metodologías, haciéndolas más eficientes y rentables, así como por la consecución de un menor impacto medioambiental.

Podemos ver a continuación la evolución de la distribución de los modelos productivos en el mundo y en España a lo largo de los años:

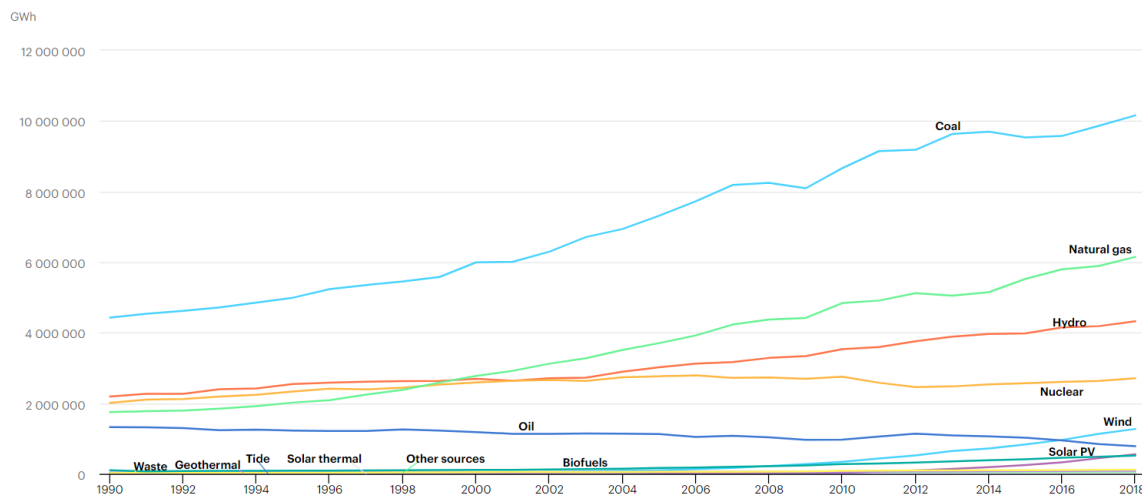


Ilustración 1 - Producción energética mundial por modelo productivo (fuente IEA)

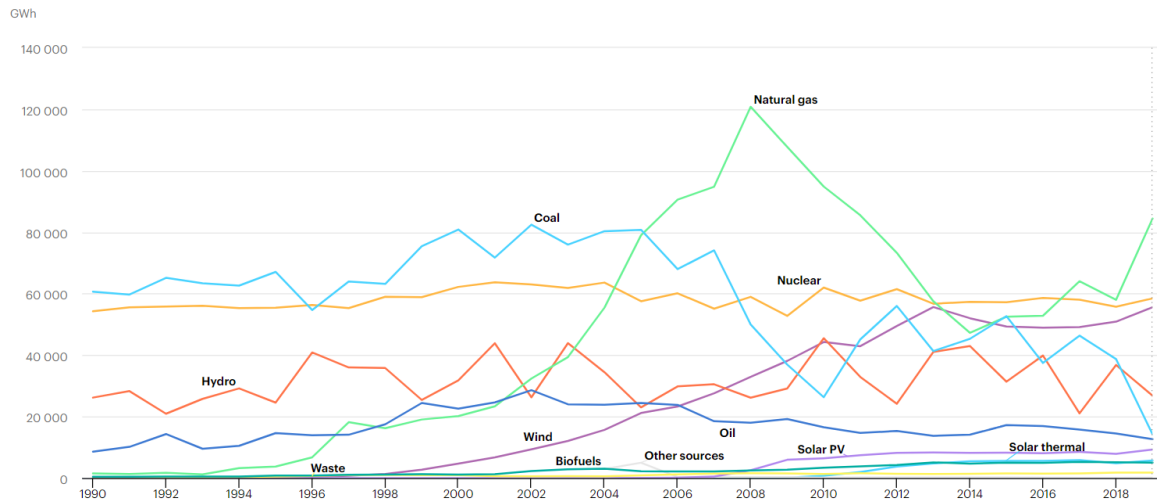


Ilustración 2 - Producción energética española por modelo productivo (fuente IEA)

Observamos en el caso de España un claro caso de cambio en los modelos de producción empleados, que difiere notablemente con la evolución de los modelos productivos en el cómputo global del mundo. En el cómputo global de modelos productivos, vemos como el aumento de la demanda productiva crece manteniendo los modelos tradicionales con los que ya contábamos en la década de los 90, aumentando de forma notable y ganando peso a partir de 2010 la producción mediante energía eólica, pero manteniendo un peso casi marginal con respecto al resto de modos de producción. En 2018, el peso de la producción mediante energía eólica es inferior al 5%. En contraste con ello, en el caso de España, puede apreciarse claramente como el aumento de la demanda se ha ido satisfaciendo con alternativas en los modelos productivos, aumentando en gran medida y ganando especial relevancia la energía eólica a partir del año 1998, año desde el que ha mantenido un ascenso más o menos constante en el peso productivo de energía, hasta situarse en un 20% del total de la producción energética en el territorio español en 2018, lo que supone una producción de 55,6 TWh en ese año.

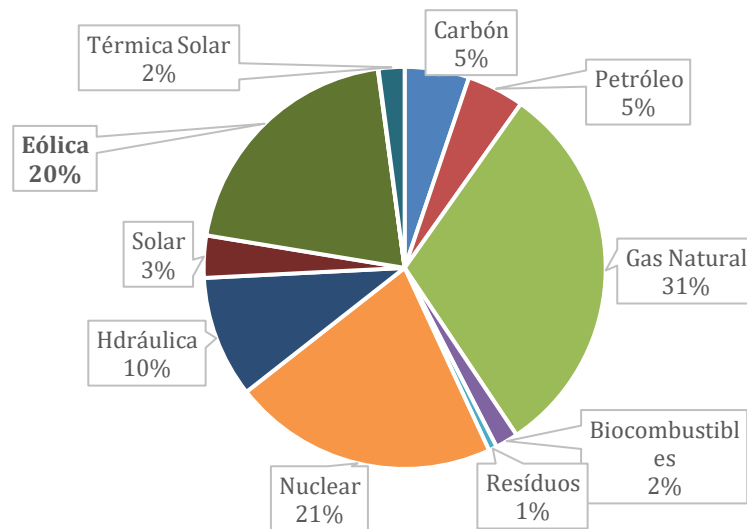


Ilustración 3 - Distribución producción energética en España en 2018 (fuente IEA)

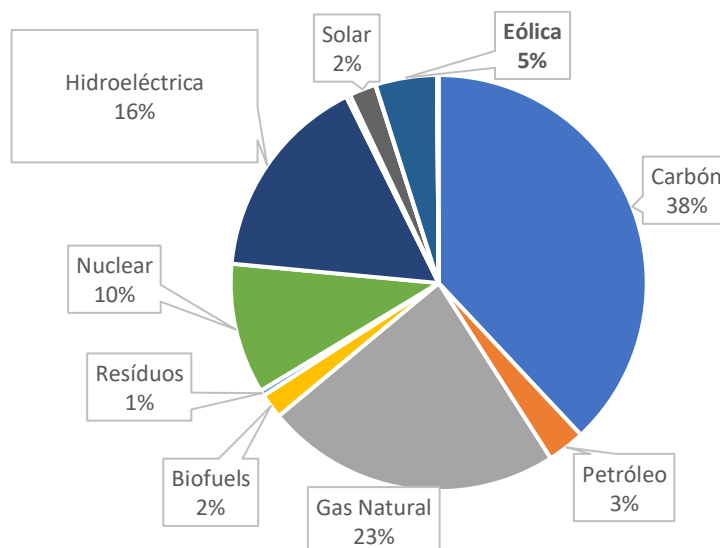


Ilustración 4 - Distribución producción energética en el mundo en 2018 (fuente IEA)

Según el Plan Nacional Integral de Energía y Clima 2021-2030, el objetivo para 2030 es que las energías renovables supongan al menos el 74% de la producción en el sistema eléctrico. Según los datos obtenidos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA con sus siglas en inglés), en España en 2018, las energías renovables suponían en torno al 36% de la energía eléctrica producida, lo que supone que en estos nuevos años habrá que casi doblar esta cifra para llegar a los objetivos establecidos. Para ello, en este plan se habla de la necesidad de instalar

al menos una capacidad adicional de 59GW, para lo que se convocarán procedimientos de otorgamiento de derechos económicos para impulsar la construcción de al menos 3GW de instalaciones renovables cada año. Este hecho, hace que tome sentido el presente estudio, para someter a investigación la viabilidad de nuevos proyectos de producción energética, aprovechando el potencial productivo que existe en nuestro país y teniendo precisamente un importante potencial de producción la energía eólica mediante parques de producción offshore.

2.1.2. GASES DE EFECTO INVERNADERO RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

En el acuerdo de París alcanzado durante la XXI Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático que tuvo lugar en diciembre de 2015, se estableció el compromiso de las partes firmantes de contener el incremento de la temperatura de la tierra por debajo de los 2 °C respecto del nivel preindustrial. Para la consecución de este objetivo final se ha establecido necesaria la reducción en al menos un 40% de las emisiones para 2030 y llegar a 2050 con un sistema prácticamente descarbonizado, pasando a su vez por un objetivo para 2030 de un 32% de energía final procedente de renovables.

Las emisiones de gases de efecto invernaderos en la generación de electricidad se deben fundamentalmente a los gases formados en la combustión. Estas emisiones a nivel nacional se estimaron para el año 2018 en 334,3 MtCO₂-eq; suponiendo la generación de electricidad el 18% de estas emisiones. Dichas emisiones se han venido reduciendo como consecuencia de la implantación de la producción mediante energías renovables, pasando de cerca de 80 MtCO₂-eq en 2015 a aproximadamente 57 MtCO₂-eq en 2018.

Como vemos, la consecución de los objetivos propuestos pasan no sólo por un incremento de la producción mediante energías renovables, si no, por la sustitución de los métodos de producción mediante combustión por métodos alternativos que eliminen estos procesos de emisión de gases de efecto invernadero, para satisfacer mediante modelos de producción de energía renovable la totalidad de la demanda que se viene satisfaciendo con modelos de producción por combustión.

2.1.3. DEMANDA ENERGÉTICA ACTUAL Y CAPACIDAD INSTALADA

En 2018, la demanda de energía eléctrica, según datos de la IEA, fue de 260,1 TWh. Como podemos ver a continuación, en el gráfico con los datos obtenidos de esta misma fuente, desde 2008 la demanda de energía eléctrica se ha reducido, habiendo marcado en 2008 el máximo de demanda situado en los 276,9 TWh.

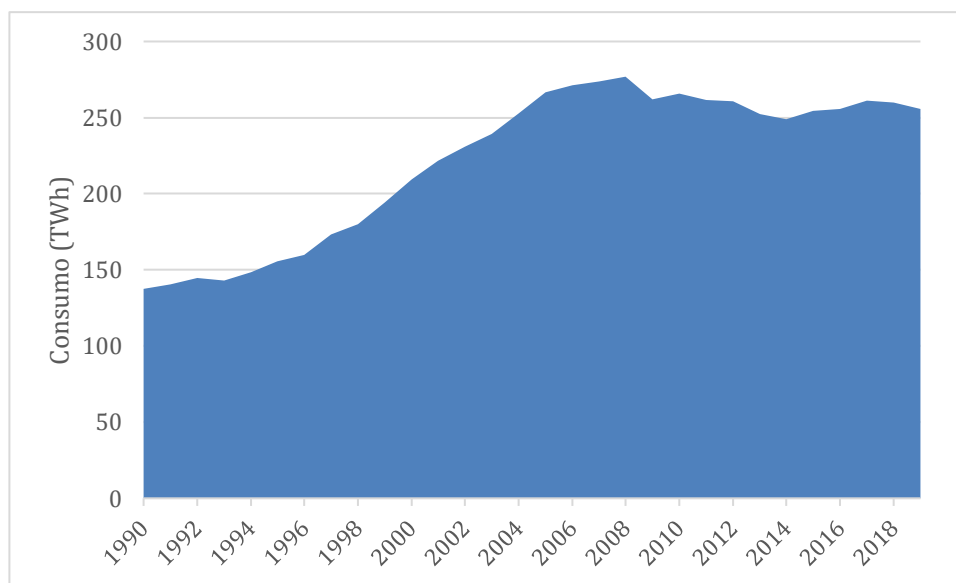


Ilustración 5 - Demanda energía eléctrica nacional (fuente IAE)

Por otra parte, según datos de Red Eléctrica Española (REE), la potencia instalada a cierre de 2020 es de 110,46 GW, lo que supondría una capacidad de generación teórica anual de 967,64 TWh, sin embargo, este dato es meramente teórico no correspondiéndose con una capacidad de generación anual real, ya que, como es fácil adivinar, la potencia instalada no está al servicio de la producción durante las 24 horas de cada día. En ese sentido, podemos encontrar un dato que nos puede ayudar a visualizar la capacidad de generación real, se trata del Índice de cobertura mínimo peninsular ICmin. Este índice queda definido como el valor mínimo de la relación entre la potencia disponible en el sistema y la punta de potencia demandada al sistema:

$$ICmin = \text{Min} [Pd/Ps]$$

Pd: Potencia disponible en el sistema

Ps: Punta de potencia demandada al sistema

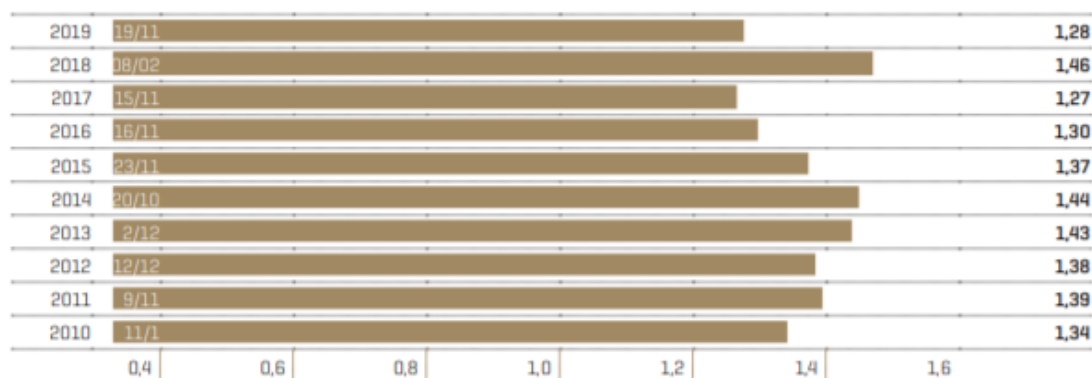


Ilustración 6 - Evolución Índice de cobertura mínimo peninsular (fuente: REE)

Esto nos da la pista de que nuestra capacidad generadora de energía es en torno a 1,35 veces la demanda actual de energía, cogiendo este valor como un factor aproximado basado en la realidad de consumos y producción materializadas, lo que puede traducirse en un dato de orden de magnitud de capacidad productora anual de 345 TWh.

A continuación, podemos ver la distribución de la potencia instalada en nuestro país (fuente REE):

Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.028	17.046	17.085	17.085
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	5.733
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.447	2.447
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11
Resto hidráulica	-	-	-	-	-
Eólica	23.002	23.084	23.548	25.876	27.259
Solar fotovoltaica	4.683	4.685	4.712	8.914	11.547
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables	870	872	877	1.078	1.076
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración	5.939	5.774	5.701	5.650	5.633
Residuos no renovables	493	493	487	487	477
Residuos renovables	157	157	157	157	157
Total	104.556	104.020	104.093	110.423	110.462

Tabla 1 - Potencia instalada nacional en MW (fuente REE)

2.1.4. PREVISIÓN DE DEMANDA

El acelerado y continuo cambio en nuestro modo de vida, hace hartamente complejo establecer una previsión de la demanda energética a largo plazo en nuestro país, pero todo parece indicar, a pesar de la tendencia horizontal que ha sufrido la demanda desde 2008 con motivo de la profunda crisis económica vivida, dicha tendencia de consumo de energía eléctrica seguirá en aumento. Prueba de ello y claro ejemplo, es la previsión de la eliminación de los motores de combustión como método empleado para la propulsión de automóviles. Si este hecho es visible y claro, no lo es tanto un cambio en la tendencia en la movilidad de las personas, por lo que todo parece apuntar que en el largo plazo más visible, se traducirá en una sustitución del modo de propulsar estos vehículos, para los que parece que la solución a implantar será a través de la energía eléctrica, hecho que es un claro ejemplo del previsible aumento de la demanda de energía eléctrica, que a su vez, tenderá a ser producida a través de métodos de producción renovables.

Para hacer una previsión y tratar de poner un orden de magnitud, nos fijaremos en un estudio realizado por Greenpeace publicado en 2004 (Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España Peninsular). Dicho estudio está a su vez basado en datos y proyecciones realizadas por fuentes oficiales (Ministerio de Economía de España, Unión Europea, INE, ...), y en el que tiene en cuenta factores demográficos y de comportamiento de la sociedad española y contextualizados en el entorno en el que se encuentra nuestro país. De dicho estudio, obtenemos una previsión para el año 2050 y en un escenario conservador de una demanda energética de 28,4 KWh/hab-día, lo que se traduce según la población esperada en una demanda anual de 397 TWh.

2.2. JUSTIFICACIÓN DEL PRESENTE ESTUDIO

Como hemos visto en los puntos de partida anteriores, el compromiso para 2050 es suprimir los métodos de generación de energía que como consecuencia tengan emisiones de carbono a la atmósfera. En 2019, de los 219,2 TWh producidos, 118 TWh, fueron generados por métodos de producción que tienen como consecuencia la emisión de carbono a la atmósfera. Además de ello, se prevé un aumento en la demanda para 2050 de 180 TWh. Teniendo en cuenta estos factores, es previsible la necesidad de tener implantada en 2050 una producción mediante fuentes de energía renovables de 211 TWh adicionales a las ya existentes, dado que será necesaria la instalación de instalaciones de generación que puedan aportar los 52

TWh en lo que se prevé que aumentará la demanda y 159 TWh para sustituir a los actuales medios de producción con emisión de carbono; lo que supondrá la instalación adicional (por incremento de demanda y por sustitución de medios de producción actuales) de aproximadamente 67.500 MW en los próximos años, de los cuales, como ya veíamos, 17.000 MW se prevén que sean parques de energía eólica marina.

Estos hechos, justifican sobradamente la realización del presente estudio para visualizar la viabilidad de la generación de energía eléctrica a través parques eólicos offshore debido a la potencialidad de generación que presentan nuestras costas.

3. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

3.1. INTRODUCCIÓN AL MODELO DE PRODUCCIÓN

El modelo de producción offshore, presenta claras ventajas de producción frente a la energía eólica terrestre al poder explotar mayores intensidades de viento a menor altura, pudiendo generar mayores cantidades de energía con un menor número de turbinas instaladas, ya que el rendimiento puede llegar a ser de un 20% superior.

El origen del modelo productivo de electricidad a través de la energía eólica mediante molinos de viento se remonta al estadounidense Charles Francis Brush, quien, en 1887, fabricó un rotor en forma de rosa de los vientos de 17 metros de diámetros, capaz de producir 12 KW, con el que producía la energía eléctrica necesaria para su casa y el cual estuvo en funcionamiento durante 20 años.

El modelo productivo de la energía eólica tal y como hoy lo conocemos (producción de energía eléctrica a partir de la transformación de la energía del viento) tuvo su origen en la década de los 70 en Dinamarca, a raíz del compromiso establecido de obtener la mitad de la producción de energía a través del recurso eólico y de la crisis del petróleo de 1973, en la que los precios de la energía llegaron a su nivel más alto. En el mismo territorio se instaló el primer parque eólico offshore del mundo, cuyo estudio comenzó en 1987 y no se comenzó su construcción hasta 1991, con una inversión de 10 millones de dólares. El proyecto fue llevado a cabo por la empresa Elkraft y siendo bautizado como “Vindeby Offshore Wind Farm”. Este parque constaba de 11 aerogeneradores con una potencia unitaria de 450 KW. Este parque, ha tenido una generación media de 9,61 GWh anuales con un factor de capacidad¹ del 22,1%. A día de hoy, un solo molino puede al menos generar 5 MW de potencia, por lo que podemos deducir fácilmente los grandes avances tecnológicos que se han producido en esta materia en apenas 3 décadas.

3.2. SITUACIÓN DEL MODELO OFFSHORE A NIVEL MUNDIAL

Según datos de la Global Wind Energy Council, durante el año 2019 se instalaron más de 60GW de potencia instalada en energía eólica, lo que supone un total de

¹ Coeficiente de Capacidad o también conocido como factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período de tiempo determinado y la energía generada si hubiese trabajado a pleno rendimiento durante ese mismo período de tiempo.

650GW instalados a nivel mundial y un crecimiento de potencia instalada de 19% en comparación a 2018. De este crecimiento, 54GW fueron de energía eólica terrestre y 6GW en parques eólicos marinos. Durante este período de tiempo, al igual que en el ejercicio anterior, copan el crecimiento en energía eólica instalada: China, EEUU, Reino Unido, India y España, que representaron el 70% de la nueva potencia instalada.

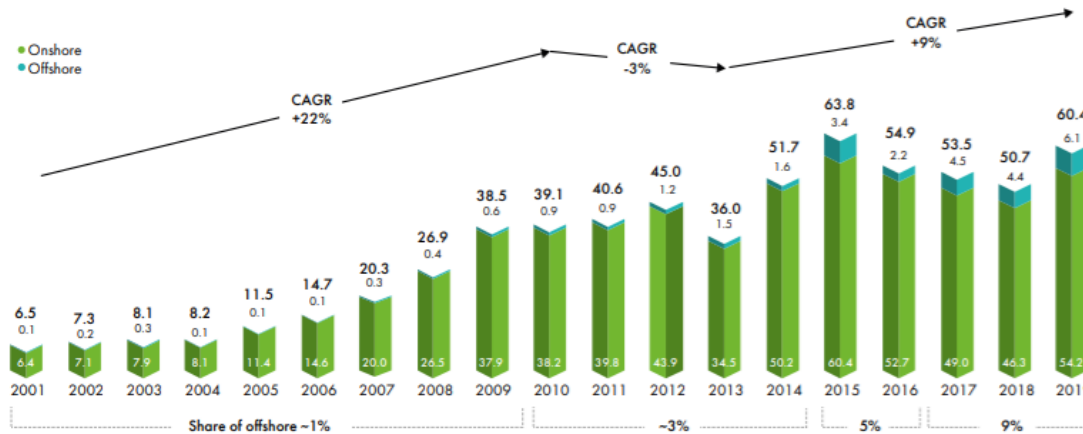


Ilustración 7 - Incremento anual de potencia eólica instalada en GW (fuente GWEC)

A inicios de 2020, de los 650GW instalados en energía eólica, 29GW pertenecen a parques eólicos offshore, lo que supone alrededor del 4,5% de la energía eólica total instalada.

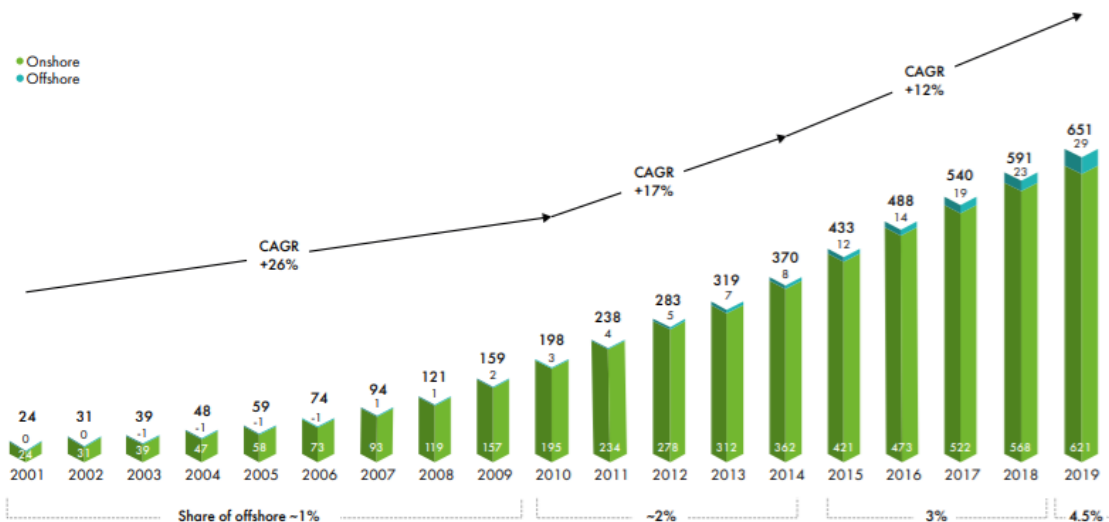


Ilustración 8 - Evolución de la energía eólica total instalada en el mundo en GW (fuente GWEC)

Es en Europa donde encontramos el 75% de la potencia eólica offshore mundial instalada, destacando entre los países de este continente: Reino Unido, Alemania, Dinamarca y Bélgica; seguido por China, que es el país que acumula el 23,5%.

MW, offshore	New installations 2018	Total installations 2018	New installations 2019	Total installations 2019
Total offshore	4,348	22,997	6,145	29,136
Europe	2,658	18,280	3,627	21,903
United Kingdom	1,312	7,963	1,764	9,723
Germany	969	6,382	1,111	7,493
Belgium	309	1,186	370	1,556
Denmark	61	1,329	374	1,703
Netherlands	0	1,118	0	1,118
Other Europe	7	302	8	310
Asia-Pacific	1,690	4,687	2,518	7,204
China	1,655	4,443	2,395	6,838
South Korea	35	73	0	73
Other Asia	0	171	123	292
Americas	0	30	0	30
USA	0	30	0	30

Tabla 2 - Distribución por países de la potencia eólica instalada (fuente GWEC)

Para 2024 se esperan importantes crecimientos de la potencia eólica instalada, concretamente, la estimación realizada prevé la instalación de 355GW nuevos entre 2020 y 2024. En el caso específico de parques eólicos offshore, se espera que la potencia instalada evoluciones desde los 6GW instalados a inicios de 2020, a casi 80GW a finales de 2024, en torno al 21% de la nueva potencia eólica total instalada.

3.3. SITUACIÓN DEL MODELO OFFSHORE EN ESPAÑA

Actualmente, en España no contamos con ninguna instalación offshore propiamente dicha, encontrando el único molino considerado como offshore en Arinaga (Gran Canaria), el cual se encuentra en la costa, pero situado en tierra firme, denominándose offshore debido a la tecnología que emplea dicho molino instalado en territorio español. Este molino de Gamesa posee un rotor de 128 metros de diámetro y una altura de 154 metros, con una potencia de generación de 5MW.

Aunque en nuestro país, existe un gran potencial para la localización de parques eólicos offshore, lo cierto es que la gran profundidad que adquiere nuestra plataforma a poco que nos alejemos de la línea de costa, ha imposibilitado hasta la

fecha este tipo de explotación, estando actualmente puestas las miras en nuevas tecnologías de instalaciones flotantes que podrían hacer realidad la explotación de esta potencialidad de energía en el territorio español.

No obstante, este hecho puede tener solución tras el exitoso desarrollo del primer parque eólico flotante del mundo en 2017, el Hywind Scotland, ya que permite la instalación de parques flotantes hasta profundidades de 800m. Este hecho abre esperanzas a poder aprovechar el potencial de la energía eólica en nuestras costas.

4. DEFINICIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

4.1. LOCALIZACIÓN

4.1.1. NORMATIVA APLICABLE

Antes de definir la localización del caso de estudio, será necesario revisar la normativa vigente al respecto, de cara a conocer las posibilidades legales en cuanto a una potencial localización efectiva.

En primer lugar, hemos de remitirnos a la “Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 10 de Diciembre de 1982”. En ella, se define como anchura del mar territorial como la franja de territorio marítimo que se extiende 12 millas a partir de la línea de bajamar a lo largo de la costa, lo que equivale aproximadamente a 22kilómetros. Además de esto, define la zona económica exclusiva como el área situada más allá del mar territorial y adyacente a éste, sujeta al régimen jurídico específico establecido en esta Parte, de acuerdo con el cual los derechos y la jurisdicción del Estado ribereño y los derechos y libertades de los demás Estados se rigen por las disposiciones pertinentes de esta Convención. Esta zona económica exclusiva no se extenderá más allá de 200 millas marinas contadas desde la línea de bajamar (370 kilómetros).

Dicho lo cual, el artículo 56 de la mencionada convención dicta que “En la zona económica exclusiva, el Estado ribereño tiene derechos de soberanía para los fines de exploración y explotación, conservación y administración de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos, de las aguas suprayacentes al lecho y del lecho y el subsuelo del mar, y con respecto a otras actividades con miras a la exploración y explotación económicas de la zona, tal como la producción de energía derivada del agua, de las corrientes y de los vientos”.

Del mismo modo, en su artículo 60 dicta que “En la zona económica exclusiva, el Estado ribereño tendrá el derecho exclusivo de construir, así como el de autorizar y reglamentar la construcción, operación y utilización de instalaciones y estructuras para los fines previstos en el artículo 56 y para otras finalidades económicas; así como instalaciones y estructuras que puedan interferir el ejercicio de los derechos del Estado ribereño en la zona”. Como restricción en la disposición 7 de este artículo, dicta que “No podrán establecerse islas artificiales, instalaciones y estructuras, ni zonas de seguridad alrededor de ellas, cuando puedan interferir la

utilización de las vías marítimas reconocidas que sean esenciales para la navegación internacional”.

Visto lo cual, vemos que pertenece al Estado el derecho de construir, autorizar y reglamentar la construcción, operación y utilización de las instalaciones y estructuras para la producción de energía.

A nivel estatal, el procedimiento para la tramitación de solicitudes para la instalación de parques de generación eléctrica en el mar territorial se rige por el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio. En este real decreto que fija el procedimiento para los parques de generación con una potencia instalada de 50MW, aunque el mismo, bajo consideración del Ministro de Industria, Energía y Turismo, puede ser aplicable para proyectos particulares con una modificación del límite, al alza o a la baja del 20%, es decir, que bajo consideración del Ministro, este procedimiento puede ser aplicable para instalaciones de hasta 60MW. Además de ello, la regulación de los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica se encuentran en el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Por otra parte, aquellas instalaciones marinas con potencia instalada superior a 50MW, requerirán, además de las resoluciones administrativas a que se refiere el 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, la resolución administrativa que resuelve previamente el procedimiento de concurrencia y otorga al solicitante la reserva de zona. Además, en lo que respecta a la transmisión de las concesiones que sirvan de soporte a las citadas instalaciones, se estará a lo previsto en los artículos 70 de la Ley de Costas y 137 del Reglamento General para su desarrollo y ejecución.

Dichas instalaciones de generación eólica marina que se ubiquen en el mar territorial, se verán reguladas por la Ley 22/1988 de 28 de julio; además de por el Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre.

4.1.2. SELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DE ESTUDIO

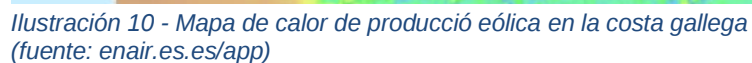
Para realizar un primer tanteo para el emplazamiento del parque de generación de estudio, a priori deberemos tener en cuenta tres aspectos básicos que nos garanticen en primera instancia unos mínimos de viabilidad de proyecto:

- Potencial de generación: en primer lugar tendremos que buscar aquellos emplazamientos que tengan un potencial de generación atractivo.
- Aspectos medioambientales: debemos garantizar que no existan restricciones medioambientales que imposibiliten la implantación del parque.
- Batimetría: a priori, este aspecto, ha reducido su importancia, ya que el presente estudio se basa en la posibilidad de la implantación de parques de generación flotante, que permiten la instalación de aerogeneradores hasta profundidades de 800m, por lo que con ello, se vence la principal barrera con la que contábamos en la península para la instalación de parques de generación offshore.

En primer lugar, dentro de la península ibérica, tantearemos aquellos emplazamientos que nos proporcionen una mayor potencialidad de producción de energía. Para ello, nos apoyaremos en mapas de calor desarrollados, que de forma fácil y visual nos pueden dar pistas acerca del emplazamiento más idóneo de cara a rentabilizar en mayor medida la producción. En este caso, nos apoyamos en la herramienta que nos ofrece Enair en su web:



Ilustración 9 - Mapa de calor de producción eólica (fuente: enair.es/es/app)



En estas zonas, según la aplicación mencionada, podemos obtener unas velocidades medias de viento de 10 m/s a una altura de 100m, siendo la zona de mayores velocidades medias de la península

A priori, con la legislación vista anteriormente, no habría mayores inconvenientes para la instalación del parque en esta zona, no obstante, vamos a profundizar y ver si hay alguna otra cuestión que pudiera dificultar o imposibilitar la localización en este emplazamiento.



Las cuestiones ambientales son muy a tener en cuenta en este tipo de proyectos, por lo que pasamos a analizar esta cuestión de cara a plantear la viabilidad del proyecto en la zona seleccionada a priori. Para ello, en primer lugar consultamos el “Estudio estratégico del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos de 2009”.

En este estudio se ha realizado una zonificación del litoral en base a los criterios establecidos por las Administraciones competentes, considerando el grado de compatibilidad entre los parques eólicos marinos y sus previsibles efectos ambientales. Estableciendo de esta forma:

Estableciendo de esta forma:

Zonas de exclusión: (representadas en color rojo) responden a las zonas que no son aptas para la instalación de parques eólicos marino por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios.

Zonas aptas con condicionantes ambientales: (representadas en color amarillo) zonas en las que se ha deducido la posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos, en los que deberá profundizar la evaluación de impacto ambiental de los correspondientes proyectos.

Zonas aptas: (representadas en color verde) zonas para las que no se ha detectado, en base a la información disponible en el momento de la elaboración del estudio, ninguna probable afección ambiental a escala de planificación.

Para la determinación de estas zonas de exclusión se han tenido en cuenta factores tales como:

- Recursos y actividades pesqueras
- Dominio público marítimo-terrestre
- Biodiversidad y áreas protegidas
- Patrimonio cultural
- Seguridad ambiental
- Paisaje (se ha tenido en cuenta exclusivamente para determinar las zonas aptas con condicionantes ambientales).

Se muestra a continuación la zonificación definitiva elaborada y desarrollada en este Estudio Estratégico Ambiental. Se muestra con los colores definidos anteriormente en los que se detalla cada zona:

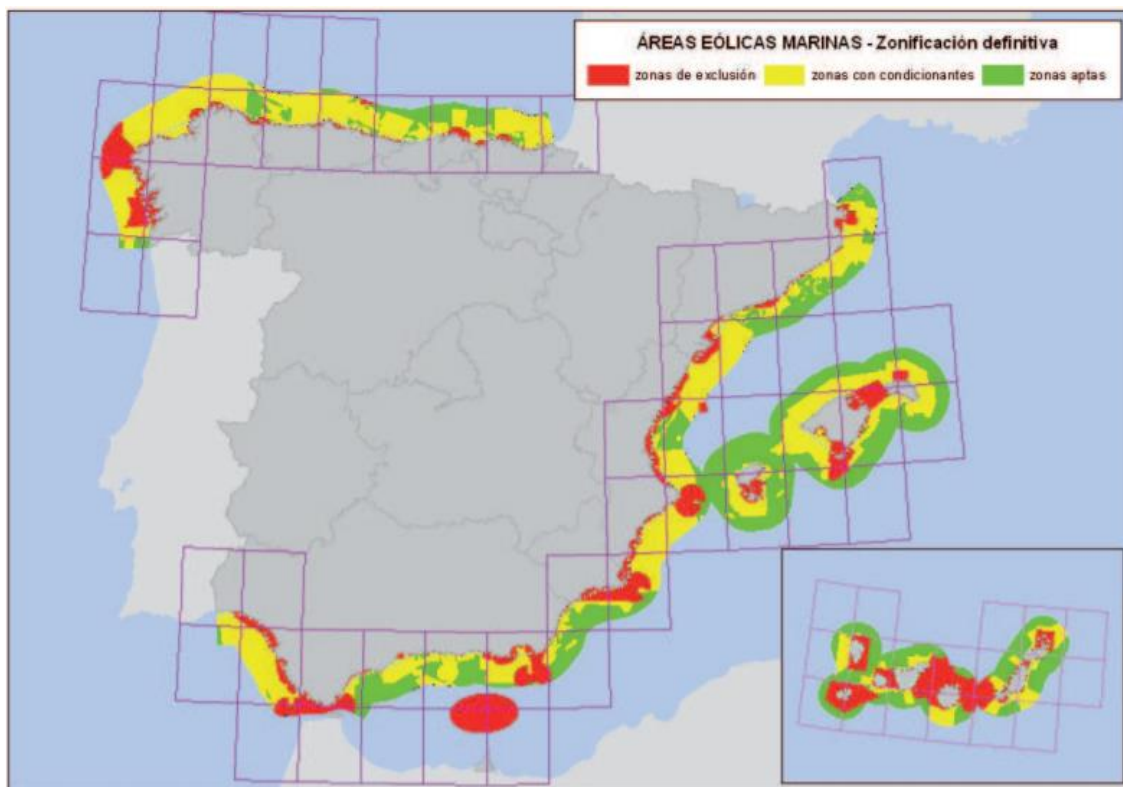


Ilustración 12 - Zonificación estudio estratégico del litoral español 2009

Traemos de nuevo, el mapa de calor de producción en la península ibérica para poder comparar y hacer más visual las posibilidades de la localización teniendo en cuenta factores de potencial productividad-zonas de exclusión.



Ilustración 13 - Mapa de calor velocidad del viento Península Ibérica

Casualmente, las zonas con mayor potencial de producción, coinciden con zonas excluidas o con zonas aptas con condicionantes ambientales. En este caso de estudio, propondremos la implantación del parque en la costa gallega, dado el alto potencial de producción. Para ello, buscaremos zonas con el mayor potencial productivo coincidentes con zonas aptas con condicionantes ambientales, teniendo en cuenta también, dentro de lo posible, la menor afección posible al paisaje.

Con estas premisas, planteamos a priori una localización en el entorno de Faro Punta Nariga:

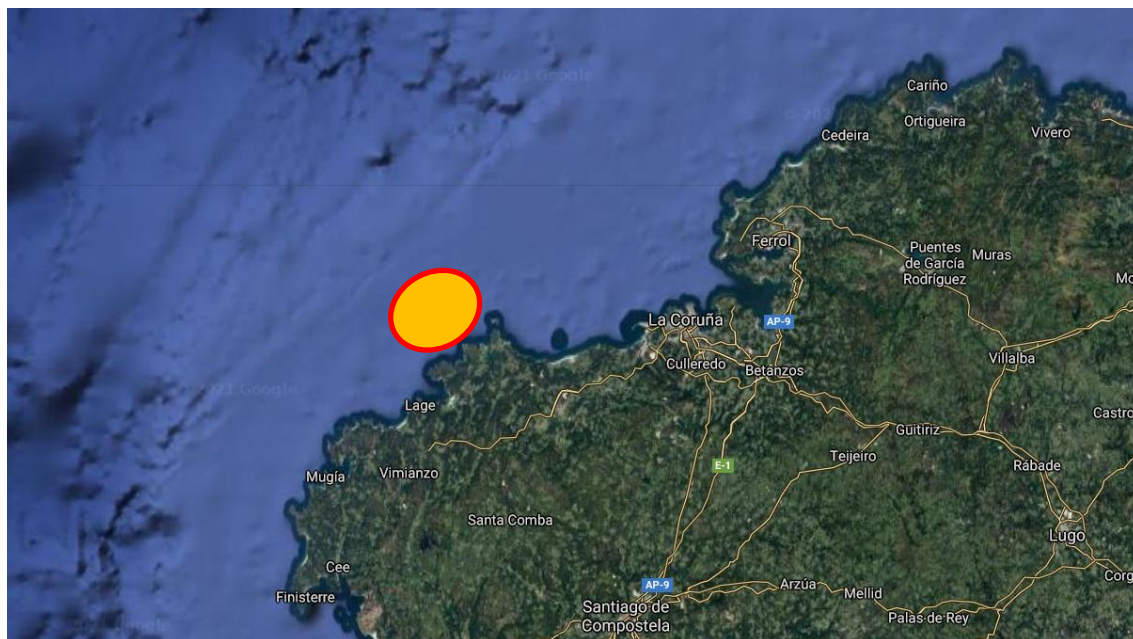


Ilustración 14 - Emplazamiento de estudio

Para esta zona, tomamos distintos puntos, en los que, utilizando la herramienta que nos facilita Enair en su web: enair.es/es/app; obtendremos las velocidades medias de vientos, así como otros datos de interés que recogeremos en la siguiente tabla:

Longitud	Latitud	Profundidad	Densidad Aire	Vel. Viento 50m	Vel. Viento 100m	Vel. Viento 150m
-9.173567	43.513004	-429.4 m	110.84%	9,3	10,3	11
-9.117777	43.391930	-166.0 m	108.09%	9,4	10,5	11,1
-8.996958	43.415337	-155.7 m	107.98%	9,3	10,3	10,9
-8.918426	43.473817	-159.7 m	108.03%	9,4	10,4	11
-8.930508	43.365585	-110.9 m	107.52%	9,2	10,2	10,8

Tabla 3 - Velocidades de viento para la zona de estudio a través obtenidas de la herramienta de Enair

Acudiendo al Atlas Eólico de España elaborado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), podemos obtener también un tanteo de las horas de funcionamiento equivalente en la zona de localización elegida, aunque según el propio documento, estos resultados deben tomarse con muchas reservas, recomendando un análisis muy concreto de cada emplazamiento. No obstante, puede darnos un orden de magnitud, estando nuestra zona de localización en el rango de entre 3750 y 4725 horas de funcionamiento equivalente.

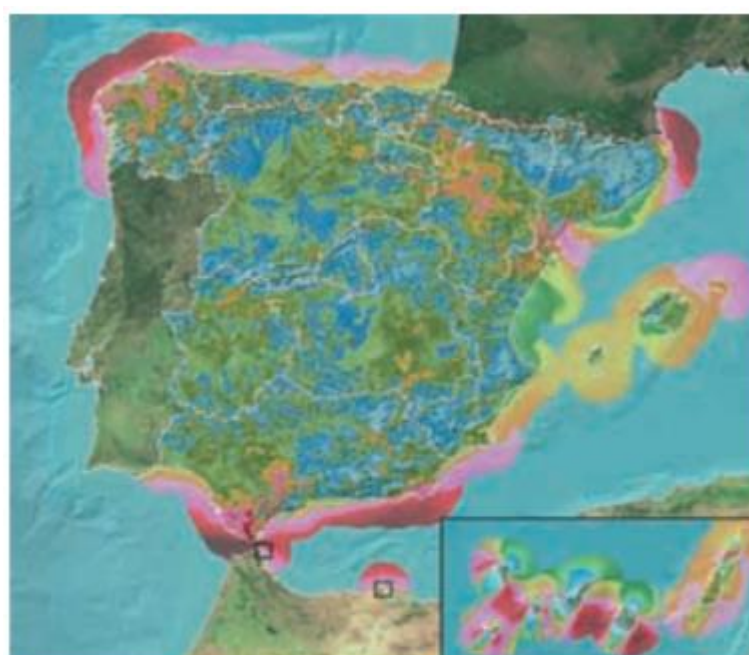


Ilustración 15 - Horas de funcionamiento equivalente. IDAE

4.2. RECURSO EÓLICO

Para poder analizar el recurso eólico disponible, además de los datos presentados anteriormente ofrecidos por la herramienta de Enair, vamos a recurrir a los datos recogidos por el punto modelo más cercano de los que dispone Puertos del Estado. Se trata del punto denominado como: SIMAR 3014032, cuyos datos vemos a continuación:

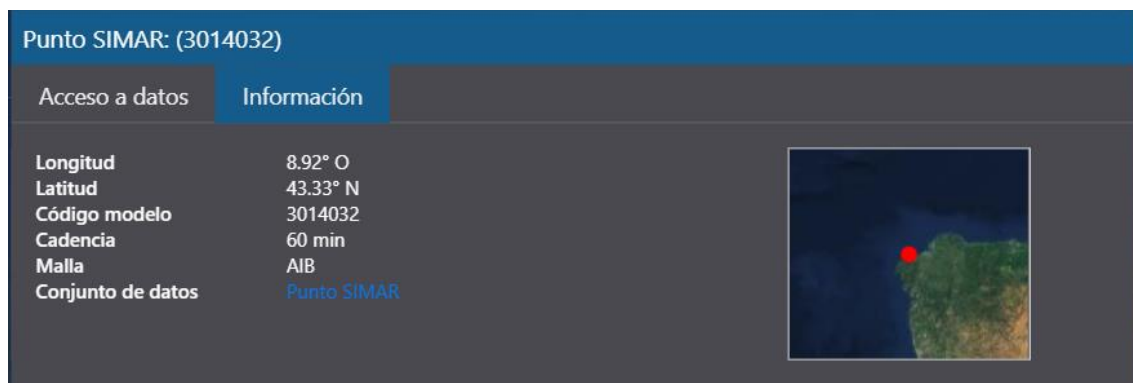


Ilustración 16 - Información del punto modelo SIMAR 3014032

Para ello, obtenemos la rosa de los vientos del punto modelo especificado, ya que el viento queda definido por las características específicas de velocidad y dirección. Esto tendrá especial relevancia en el caso de que haya que orientar a los aerogeneradores de una determinada forma específica, ya que este elemento ayudará a situarlos de la forma que permita aprovechar al máximo el recurso eólico disponible, de forma que coincida con la mayor velocidad disponible en la dirección en que se produzca.

Rosa de Velocidad Media (m/s) para Viento - Punto SIMAR 3014032
Periodo: 1958 - 2021 - Eficacia: 98,39%

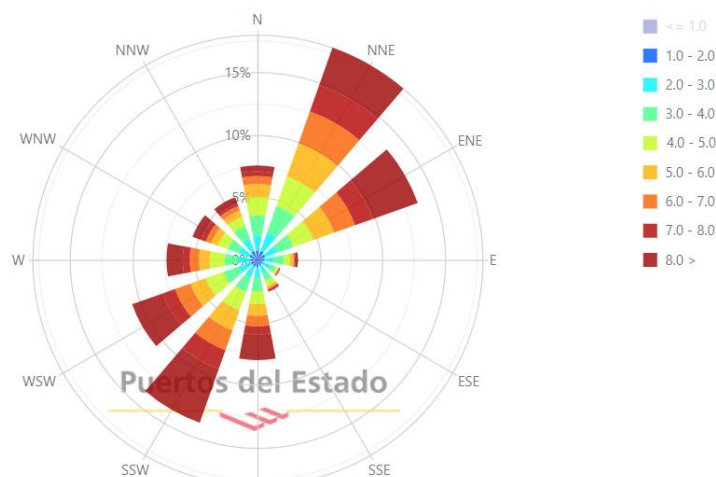


Ilustración 17 - Rosa de Vientos SIMAR 3014032 (fuente: Puertos del Estado)

De la figura anterior, podemos ver claramente que la dirección predominante del viento en zonas muy próximas a la localización planteada es la NNE, dirección que tendremos que tener en cuenta en el caso de que haya que dar una orientación establecida a los aerogeneradores, de forma que podamos optimizar al máximo el recurso eólico disponible en la zona de instalación.

Del mismo modo, a continuación, ofrecemos un gráfico con las velocidades máximas, medias y mínimas registradas en este punto modelo:

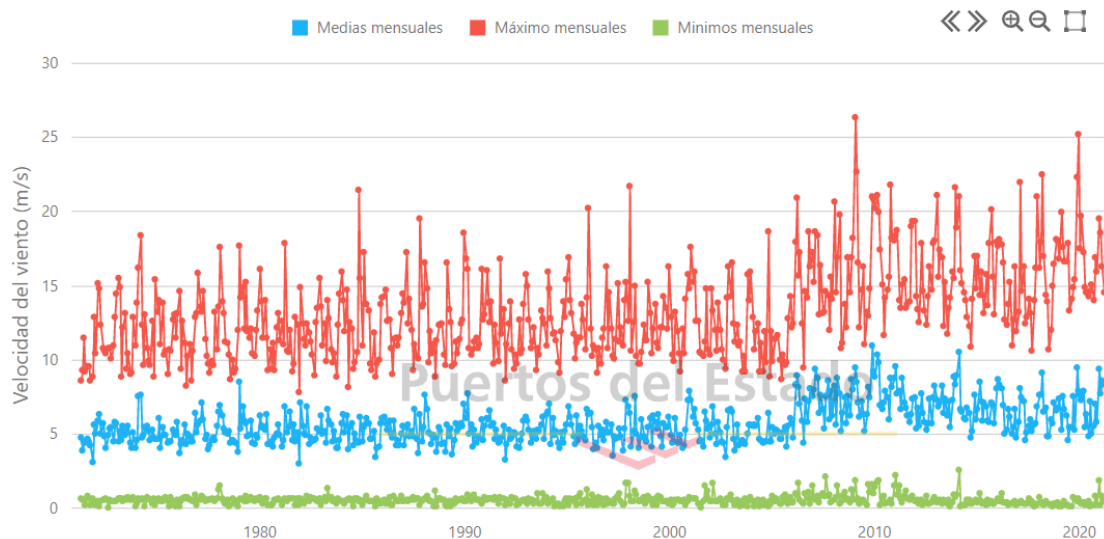


Ilustración 18 - Histórico de velocidades de viento SIMAR 3014032 (fuente: Puertos del Estado)

Las velocidades del viento obtenidas por Puertos del Estado, están tomadas a una altura de 10m sobre la superficie del mar. Para nuestro estudio de recurso eólico, necesitaremos obtener la velocidad del viento a una altura similar a la de disposición real de los aerogeneradores, por lo que hemos de obtener estos datos para una altura estándar de 80m sobre el nivel del mar. Para poder realizar esta conversión, recurriremos a la Ley exponencial de Hellman, ley ampliamente utilizada para cálculos de velocidades del viento hasta alturas de 100 metros partiendo de la toma de velocidades de referencia entre 6 y 10 metros.

La ley de Hellman para el cálculo de velocidades del viento a partir de una velocidad y altura de referencia tiene la expresión:

$$V_z = V_{ref} * \left(\frac{Z}{Z_{ref}}\right)^\alpha$$

Siendo:

V_z: La velocidad del viento estimada a la altura Z (m/s).

Z: Altura a la que se desea obtener la velocidad del viento (m).

V_{ref}: Velocidad del viento medida a la altura de referencia Z_{ref} (m/s).

Z_{ref}: Altura a la que se ha medido la velocidad del viento (m).

α: Corrección por la rugosidad del terreno (0,13 en mar abierto).

Para tratar de tener mejor información sobre el recurso eólico disponible, accediendo a la web de Puertos del Estado, se ha obtenido el registro histórico de velocidades del viento y dirección, del mismo, medidos en intervalos de una hora de los últimos 50 años. Con ello, obtendremos los datos a la altura de referencia de 80 metros mencionada anteriormente, ya que el Plan de Energías Renovables (PER), establece en cuanto a disponibilidad de recurso eólico una velocidad media del viento necesariamente superior a 7,5 m/s a una altura de 80m de buje.

Tratando la serie histórica obtenida durante los últimos 50 años en intervalos de una hora, lo que supone un volumen de 438.568 mediciones, obtenemos las siguientes velocidades medias del viento según la dirección de incidencia:

Dirección del viento	Frecuencia	Velocidad media (m/s)
N	5,69%	6,30
NNE	10,96%	7,43
NE	17,02%	9,38
ENE	8,31%	8,58
E	2,67%	5,04
ESE	1,59%	4,05
SE	1,67%	4,22
SSE	2,40%	5,22
S	6,22%	8,40
SSW	10,64%	9,91
SW	12,04%	9,17
WSW	6,70%	8,18
W	5,57%	7,60

WNW	4,37%	7,00
NO	0,00%	0,00
NNW	4,16%	6,26

Tabla 4 - Dirección de viento y velocidades medias de viento últimos 50 años

Tratando esta misma serie histórica de datos, vamos a analizar la serie de aquellas mediciones que supongan una velocidad del viento superior a 7,5 m/s de acuerdo a los criterios establecidos por el Plan de Energías Renovables como mínimo para considerar como de disponibilidad de recurso eólico. Con ellos, aceptaremos la hipótesis de que esta velocidad se mantiene durante toda la hora y de ese modo, también obtendremos las velocidades medias de viento en aquellos intervalos de tiempo que superen la velocidad mínima de 7,5 m/s. De esta forma, obtendremos las horas de funcionamiento equivalente a lo largo de estos últimos 50 años y la velocidad media del recurso disponible que puede transformarse en energía a través del parque eólico del proyecto.

Dirección del viento	Frecuencia	Velocidad media (m/s)	Horas con velocidad >7,5 m/s
N	3,33%	10,23	7096
NNE	10,26%	10,10	21826
NE	22,82%	11,46	48569
ENE	9,25%	11,55	19680
E	0,76%	10,17	1625
ESE	0,19%	9,49	411
SE	0,30%	9,49	646
SSE	0,86%	10,32	1828
S	6,37%	11,99	13555
SSW	14,15%	12,42	30103
SW	14,52%	11,92	30900
WSW	6,60%	11,63	14054
W	4,87%	11,37	10360
WNW	3,29%	11,23	6999
NO	0,00%	0,00	0
NNW	2,42%	10,91	5149

Tabla 5 - Horas de velocidad media >7,5 m/s

Horas funcionamiento equivalente 50 años	212801 h
Media horas funcionamiento equivalente anual	4256 h/año
Vel. Media viento durante horas funcionamiento equivalente	11,47 m/s

Con esto podemos observar que los cálculos de horas de funcionamiento equivalente anual están en línea con los arrojados por el estudio del IDAE. Por ello utilizaremos estos datos obtenidos para los cálculos necesarios a la hora de obtener la productividad del parque que nos darán una orden de magnitud suficiente para realizar un estudio de la viabilidad del parque.

4.3. ELECCIÓN DE LOS AEROGENERADORES A INSTALAR

4.3.1. DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Antes de elegir el modelo más conveniente a instalar dentro del catálogo disponible de aerogeneradores, realizaremos una ligera introducción a este tipo de tecnología.

¿Qué es un aerogenerador?

Un aerogenerador es un dispositivo mediante el cual se convierte la energía cinética procedente del viento en energía eléctrica, siendo un elemento imprescindible en los parques eólicos marinos. Se trata, por tanto, de la evolución de los molinos de viento que antaño se empleaban para obtener energía gracias a los enormes avances en alta tecnología.

El funcionamiento de un aerogenerador es simple, y se puede resumir teniendo en cuenta las siguientes cualidades:

1. **Orientación automática:** Para aprovechar de forma máxima la energía cinética del viento, el aerogenerador se orienta de manera automática a partir de los datos registrados por el anemómetro y la veleta.
2. **Giro de las palas:** El viento pasa sobre las palas lo que provoca que éstas comiencen a girar a partir de velocidades en torno a los 3.5 m/s. En el caso de vientos muy fuertes, generalmente superiores a 25 m/s, las palas se colocan en una posición neutra con el fin de evitar tensiones excesivas, por lo que a velocidades superiores a 25 m/s no podremos aprovechar el recurso eólico, por lo que a la hora de calcular el recurso eólico disponible en el parque de generación de estudio no se tendrán en cuenta estas velocidades superiores a los 25 m/s, por los motivos comentados.

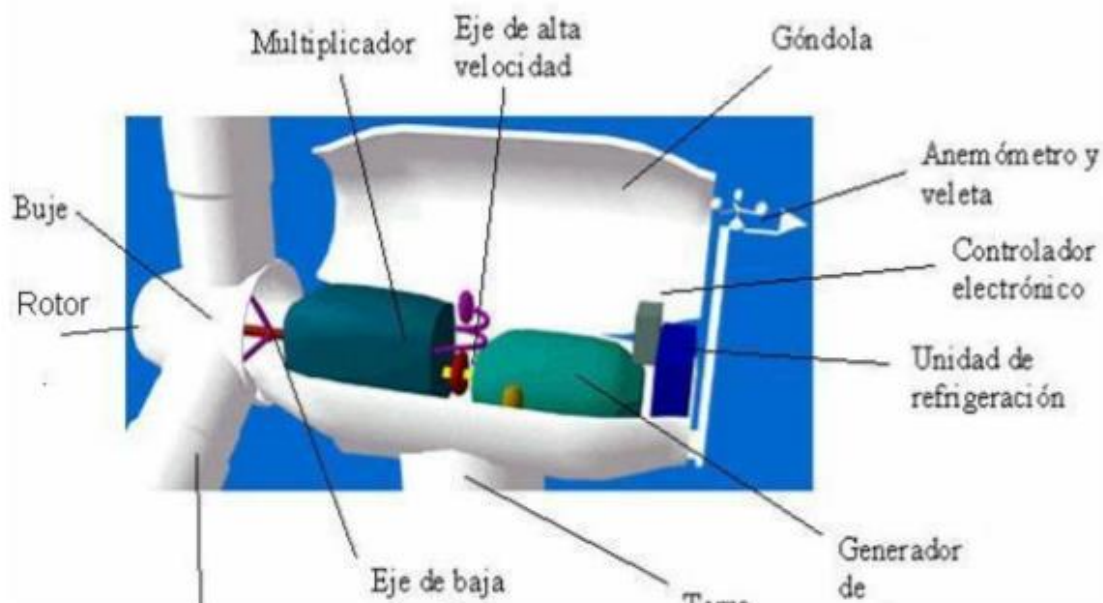
3. **Multiplicación:** El movimiento de las palas provoca el giro de un eje incluido en la góndola, de forma que entra en la multiplicadora. De esta forma se eleva la velocidad de giro, aproximadamente, de unas 13 a unas 1.500 rpm.
4. **Generación:** La multiplicadora, a través del eje rápido, transfiere la energía al generador que se encuentra acoplado, que mediante el uso de campos magnéticos convierte la energía rotacional en energía eléctrica.
5. **Evacuación:** La energía generada por el aerogenerador se conduce por el interior de la torre hasta la base de la misma. En su base y mediante una línea subterránea hasta la subestación, se eleva la tensión, para posteriormente inyectarla en la red eléctrica y ser distribuida. La energía que es producida por un aerogenerador depende de tres factores fundamentales:

Potencia del viento en el lugar del emplazamiento: La potencia del viento que pasa perpendicularmente a través de una superficie circular es función cúbica de la velocidad del viento.

$$P = \frac{1}{2} * p * v^3$$

Partes de un aerogenerador:

En la siguiente ilustración podemos observar los elementos principales que conforman un aerogenerador:



- Rotor: es todo el conjunto de elementos de la turbina eólica que gira por delante y fuera de la góndola. Está compuesto por el buje y las palas.
- Buje: Se trata del módulo donde se sitúan las palas del aerogenerador. - Palas del rotor: capturan la energía del viento, girando debido a la misma, y la transfieren al eje de baja velocidad.
- Motor rotor: empleando motores eléctricos, su función es orientar tanto la góndola como el propio rotor frente a la acción del viento, consiguiendo de esta forma una mayor producción. Esta labor es capaz de realizarla gracias al controlador, que conoce la información que le transmite la veleta y el anemómetro.
- Góndola: Este elemento contiene los componentes con mayor importancia de la turbina eólica, sirviendo de protección y alojamiento para los mismos (el multiplicador, el generador de corriente, los ejes tanto de alta como de baja velocidad, el controlador electrónico). Puede considerarse como la sala de máquinas del aerogenerador.
- Eje de baja velocidad: es el elemento encargado de transferir el movimiento de las palas al multiplicador.
- Multiplicador: también denominado como caja de engranajes, recibe el movimiento del eje de baja velocidad y la transfiere al eje de alta velocidad, incrementando la velocidad de giro en un orden generalmente mayor de 100 veces.
- Eje de alta velocidad: la función de este elemento es transferir la energía recibida del multiplicador al generador eléctrico. Consta de un freno de emergencia, que se emplea en caso de un posible fallo del freno aerodinámico o en el supuesto de reparación de la turbina.
- Generador de corriente: este elemento convierte la energía rotacional en energía eléctrica mediante el uso de campos magnéticos. Se trata de un componente clave, ya que es el encargado de la transformación energética.

- Controlador electrónico: este componente contiene un dispositivo electrónico cuya función es supervisar continuamente que el funcionamiento del aerogenerador es seguro y eficiente. De esta forma, controla la orientación de la góndola y las palas, así como la potencia final que es generada por el equipo. En el supuesto de un incorrecto funcionamiento, se encarga de detener la turbina y dar aviso del fallo.
- Anemómetro y veleta: estos dos elementos miden tanto la velocidad como la dirección del viento, de forma que cuando el recurso eólico cambia de dirección, se da aviso a los motores del rotor para que cambien la orientación de las palas y la góndola y se pongan cara al viento. A su vez, con el fin de obtener el óptimo energético, también transmiten la información sobre el ángulo del viento para que las palas se inclinen en función de mismo.
- Torre de la turbina: este elemento da soporte a la nacela y el rotor a la vez que los sitúa a una mayor altura, donde el viento tiene mayor intensidad. También cumple con la función de transmitir y conducir la energía generada por el aerogenerador por su interior hasta la base de la misma.

4.3.2. ELECCIÓN DE AEROGENERADORES A INSTALAR

Como veíamos anteriormente, a partir de instalaciones que superen los 50MW de potencia instalada, se dificultan los procesos administrativos, por lo que nos acercaremos a este límite para no complicar en exceso los procesos burocráticos necesarios para la obtención de los permisos necesarios para llevar a cabo el proyecto. Con ello, dentro de los catálogos existentes, iremos a la solución que nos permita acercarnos lo máximo posible a esta potencia instalada máxima con el menor número de aerogeneradores posibles, pues recordemos, que la zona seleccionada, es apta con una serie de condicionantes, por lo que cuanto menor sea el número de aerogeneradores dispuestos, más sencillo podrá resultar la obtención de los permisos para poder llevar a cabo el proyecto.

Para ello, dentro del catálogo de Siemens-Gamesa y de las opciones disponibles para instalaciones offshore, se ha determinado la elección del modelo SG 8.0-167 DD, que presenta las siguientes características básicas:

Información técnica

Clase IEC	I, S
Potencia nominal	8 000 kW
Diámetro del rotor	167 m
Longitud de pala	81,4 m
Área de barrido	21 900 m ²
Altura	Según emplazamiento
Regulación de potencia	Pitch regulado, velocidad variable

Presentamos a continuación la curva y tabla de potencias del Aerogenerador SG8.0-167DD:

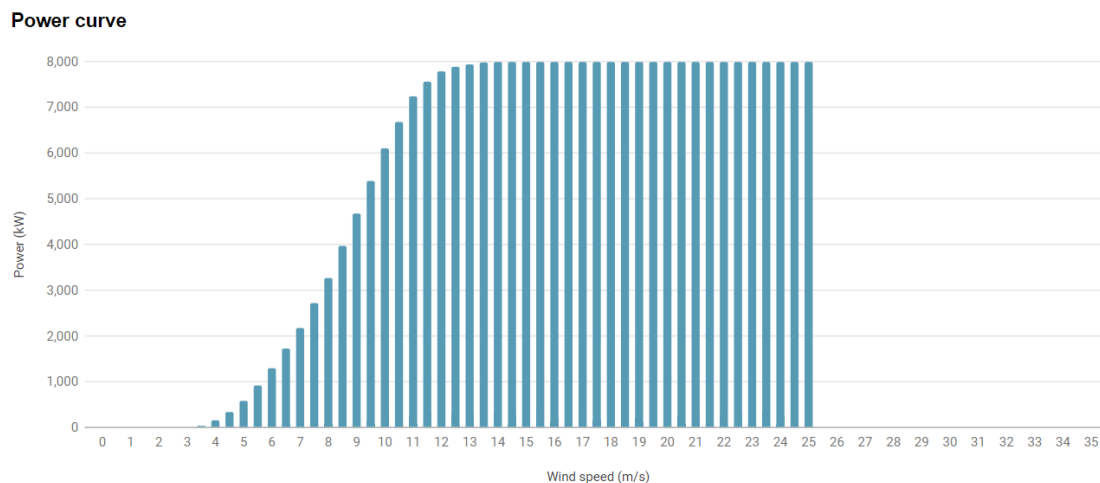


Ilustración 19 - Curva de potencia del modelo de Aerogenerador SG8.0-167DD

Velocidad del viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad del viento (m/s)	Potencia (kW)
3,00	0	14,50	8000
3,50	48	15,00	8000
4,00	169	15,50	8000
4,50	350	16,00	8000
5,00	593	16,50	8000
5,50	930	17,00	8000
6,00	1307	17,50	8000
6,50	1737	18,00	8000
7,00	2186	18,50	8000
7,50	2730	19,00	8000
8,00	3278	19,50	8000
8,50	3980	20,00	8000
9,00	4687	20,50	8000
9,50	5400	21,00	8000
10,00	6112	21,50	8000
10,50	6690	22,00	8000
11,00	7249	22,50	8000
11,50	7570	23,00	8000
12,00	7795	23,50	8000
12,50	7895	24,00	8000
13,00	7947	24,50	8000
13,50	7990	25,00	8000
14,00	8000	25,50	0

Tabla 6 - Potencia desarrollada por el aerogenerador SC8.0-167DD en función de la velocidad de viento incidente

Finalmente, el parque de generación eólica de estudio para el presente trabajo, quedará conformado por 6 aerogeneradores de la casa Siemens-Gamesa, modelo SG8.0-167DD, con una potencia instalada unitaria de 8MW, lo que conforma un parque de producción con una potencia total instalada de 48MW.

4.3.3. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA

Vistos los últimos datos introducidos y las características del aerogenerador, tendremos que recalculamos la hipótesis inicial del recurso eólico disponible, ya que la anterior hipótesis, se basaba en una velocidad mínima del viento de 7,5 m/s, lo cual no es del todo erróneo, ya que si recordamos, como explicábamos en apartados anteriores, este valor es una primera orden de magnitud para tantear si el lugar de

instalación del parque de generación a priori puede ser rentable, o cumple unos mínimos requisitos de productividad potencial. Como vimos, cumplía sobradamente con este requisito mínimo.

Además, en la anterior hipótesis de cálculo, no establecíamos límite superior de funcionamiento, lo cual es erróneo no considerarlo, pues como podemos ver a través de la gráfica de potencia del aerogenerador seleccionado, a velocidades del viento superiores a 25 m/s, se produce la parada del mismo por seguridad, por lo que no podemos considerar dentro del cómputo de horas equivalentes de funcionamiento, aquellas que presentan velocidades del viento superiores a 25 m/s.

También, en la hipótesis anterior, habíamos realizado los cálculos a una altura de 80m de altura sobre el nivel del mar. Para hacerlo más aproximado a la situación real y una vez seleccionado el modelo concreto de aerogenerador, deberemos rehacer los cálculos de velocidad de viento para una altura aproximada de 90 metros sobre el nivel del mar, ya que la torre de este modelo de aerogenerador es de 92 metros según la ficha técnica del mismo.

Por todo ello, realizaremos los cálculos de horas de funcionamiento equivalente y de velocidad media del viento, considerando en el histórico obtenido para el punto modelo SIMAR 3014032, considerando de acuerdo a la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, los vientos superiores a 3,5 m/s y que no excedan de 25 m/s para una altura de 90 m sobre el nivel del mar.

Así, obtenemos los datos de recurso eólico disponible en la zona de proyecto según las condiciones detalladas anteriormente:

Dirección del viento	Frecuencia	Velocidad media (m/s)	Horas $3,5 < v < 25$ m/s
N	5,38%	7,26	19771
NNE	11,42%	8,09	41989
NE	18,45%	9,99	67852
ENE	8,55%	9,49	31438
E	2,14%	6,33	7861
ESE	1,04%	5,54	3830
SE	1,08%	5,89	3977
SSE	1,90%	6,68	6986
S	6,16%	9,50	22640
SSW	11,28%	10,66	41467

SW	12,64%	9,96	46482
WSW	6,79%	9,12	24960
W	5,44%	8,65	20012
WNW	4,05%	8,26	14903
NO	0,00%	0,00	0
NNW	3,69%	7,50	13585

Tabla 7 - Recurso eólico disponible y aprovechable para el caso de estudio

Horas funcionamiento 50 años	367753 h
Media horas funcionamiento anual	7355 h/año
Vel. Media viento durante horas funcionamiento	9,06 m/s

En estos datos, no estamos viendo horas de funcionamiento equivalente, ya que entenderemos horas de funcionamiento equivalente como aquellas horas de funcionamiento con una velocidad de viento que permita obtener la potencia nominal de la instalación, es decir, el número total de horas con una velocidad de viento superior a 14 m/s e inferior a 25 m/s. Sin embargo, para estos cálculos de horas de funcionamiento total, hemos tenido en cuenta todas aquellas horas en las que las velocidades de viento están comprendidas entre 3,5 y 25 m/s, por lo que no se trataría de horas de funcionamiento equivalente, si no de horas de funcionamiento total con producciones de energía diferentes a la máxima.

Por ello, con todos los datos históricos de velocidades de viento en la zona y la curva de potencia del aerogenerador, obtendremos la potencial producción anual que podríamos tener en la instalación y de ese modo, podríamos obtener las horas de funcionamiento equivalente anuales en la misma.

Analizando los datos mencionados anteriormente y continuando con la hipótesis de que los datos de velocidad horaria medidos y obtenidos de la web de Puertos del Estado se mantiene invariable durante la hora de medición, obtenemos una producción durante los últimos 50 años con las velocidades de viento medidas y aplicando la curva de potencia del modelo de aerogenerador seleccionado de 1.577.395 MWh; lo que supondría una producción media anual de 31.547,9 MWh.

Con estos datos, obtenemos el tiempo de funcionamiento equivalente anual teórico que consideraremos para los cálculos de producción de nuestra planta de generación para el caso de estudio:

Horas de funcionamiento equivalente anual	3.943 h/año
Producción anual estimada	31.548 MWh/ud
Potencial de generación anual del parque	189.287 MWh /año

5. PARÁMETROS QUE DETERMINAN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y RESULTADO ORDINARIO

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo veremos todas aquellas variables o parámetros que tendrán un impacto directo en la viabilidad del proyecto y que tendrán que analizarse por separado para una vez determinadas todas ellas, poder sacar las conclusiones pertinentes acerca de la viabilidad o no del proyecto o incluso, combinarlas o tomar las decisiones oportunas a través de ellas para llevar a cabo del proyecto de la forma que sea viable o incluso, dentro de las diferentes opciones que hacen viable el proyecto, elegir la combinación que permita obtener una mayor rentabilidad de la inversión, haciéndola de ese modo lo más eficiente posible y lo más atractiva de cara a posibles inversores que puedan tener en cuenta este proyecto, en aquellos casos en que pudiera determinarse que la forma más viable de obtener financiación sea a través de los distintos mercados que permiten la obtención de liquidez para llevar a cabo el proyecto sin la necesidad de acudir a productos de financiación procedentes de entidades de crédito. No obstante, el punto de la obtención de financiación tendrá su propio capítulo aparte para de ese modo poder obtener aquella fórmula más ventajosa de cara a obtener la liquidez necesaria para llevar a cabo el proyecto.

En el cálculo de estos distintos parámetros se tendrá en cuenta una vida útil del proyecto de 25 años, que será la base de cálculo para estudiar la viabilidad del mismo contenida en este período de tiempo.

Una vez obtengamos estos primeros parámetros, estaremos en disposición de obtener el Resultado Ordinario teórico del proyecto de estudio y establecer distintas hipótesis de Resultado Ordinario. En función de ello, posteriormente, en sucesivos capítulos estudiaremos los distintos modelos de financiación mediante los que podremos hacer frente para llevar a cabo el proyecto y estar en disposición de realizar la inversión inicial. Con estos primeros resultados, estaremos en disposición de estudiar el resto de variables que pueden influir en los distintos métodos de financiación a estudiar y en base también a ello, elegiremos las variables que se han arrojado a priori como hipótesis en este capítulo.

5.2. INGRESOS

Una de las variables fundamentales será la estimación de los ingresos que se tendrán a lo largo de la vida útil del parque de generación, ya que es el recurso indispensablemente necesario para estudiar la viabilidad del proyecto, ya que será el único medio disponible para hacer frente a la devolución de la inversión inicial y el único medio de generar una rentabilidad atractiva que permita la atracción de capital, en el caso de que así se financie el proyecto. Más adelante estudiaremos las distintas fórmulas a considerar para obtener el monto necesario para hacer frente a la inversión inicial. En este punto vamos a afrontar la realización de las distintas hipótesis que nos permitan hacer una estimación de los ingresos durante la vida útil del proyecto, siendo la única vía de obtención de ingresos la generación de energía eléctrica a través del recurso eólico y su posterior venta al mercado.

Para la definición o estimación de los posibles ingresos, una de las variables fundamentales a definir es el precio de compra-venta de la electricidad. En estos momentos, el precio de la electricidad no se encuentra tasado y responde a reglas de estabilidad y ni pacto de precios, sino que responde a las leyes del mercado según oferta y demanda de dicha energía. A continuación, presentamos una tabla con los precios medios registrados durante los últimos años en el mercado de la energía eléctrica obtenidos del OMIE-Mercado de la Electricidad:

Año	Precio medio aritmético de España (Eur/MWh)
2.007	42,19
2.008	64,43
2.009	36,96
2.010	37,01
2.011	49,93
2.012	47,23
2.013	44,26
2.014	42,13
2.015	50,32
2.016	39,67
2.017	52,24
2.018	57,29
2.019	47,68
2.020	33,96

Tabla 8 - Precios medios anuales mercado eléctrico español (fuente: OMIE)

La otra variable fundamental a la hora de definir los potenciales ingresos será la producción de energía del parque de generación de estudio, ya que con la combinación de ambas, obtendremos la cantidad de los ingresos con la que hacer frente a la devolución de la inversión inicial y a la generación de rentabilidades o pago de dividendos.

La producción estimada para el parque de generación eléctrica de estudio es de 189.287 MWh/año, lo que a un precio de venta medio de mercado de 46,09 Eur/MWh, supondría un total de ingresos anuales de 8.724.237 de euros.

Ingresos anuales estimados	8.724.237 €
-----------------------------------	--------------------

A priori, cabría pensar en realizar distintos escenarios de posibles ingresos, sin embargo, al estar el precio de venta de la producción eólica sometido a la variabilidad del mercado, no da pie a ello, puesto que en escenarios de menor producción, el precio de venta se elevaría, sucediendo lo contrario.

5.3. INVERSIÓN INICIAL

La producción de energía eólica a través de parques de generación offshore, es una metodología de producción que aún se encuentra en fase experimental, más aún, si hablamos de parques con plataforma flotante, por lo que a día de hoy, aún no hay una estimación del coste de instalación y puesta en producción del todo fiable, por lo que tendremos que orientar la inversión inicial en las estimaciones que existen por consenso en el común del mercado actualmente.

A la hora de estimar la inversión inicial para la ejecución del proyecto y comienzo de funcionamiento del mismo, quedará compuesto de la siguiente manera:

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Coste
Aerogeneradores	48 MW	1.150.000 €/MW	55.200.000,00 €
Plataforma	6 UD	4.000.000 €/UD	24.000.000,00 €
Subestación	1 UD	1.056.000 €/UD	1.056.000,00 €
Conexión			15.230.000,00 €
Cable interno	500 m	700 €/m	350.000,00 €
Cable evacuación	12.400 m	1.200 €/m	14.880.000,00 €
Proyecto y estudios			1.605.120,00 €
Trabajos auxiliares			1.941.822,40 €
Inversión Inicial			99.032.942,40 €

Tabla 9 - Desglose de la Inversión Inicial

5.4. COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costes de operación y mantenimiento están compuestos por varios conceptos que pasaremos a identificar a continuación:

- **Costes de Operación y Mantenimiento.**

Según el IDAE, mediante su “Estudio Técnico PER 2011-2020”, cifra estos costes en torno a los 15 €/MWh. Estos costes los actualizaremos con el promedio del IPC y el índice IPRI, ya que estos costes tienen una componente de mano de obra, cuyo coste se verá actualizado con el IPC y una componente de repuestos, cuyos precios se verán actualizados por el índice IPRI.

- **Seguros.**

En inversiones de gran magnitud, como es ésta, se hace necesario la contratación de seguros que cubran posibles contingencias que pudieran ocurrir. Cuantificaremos estos costes es un 1% sobre el mayor valor entre la cantidad pendiente de amortizar de los activos o el coste de desmantelamiento, de forma que el valor de los activos a asegurar, se parezca en la mayor medida posible al valor real de los activos en cada momento.

- **Costes estructurales de explotación.**

Estos costes son relativos a los gastos estructurales y relativos a la gestión necesaria para la explotación del parque de generación eólica durante la

vida útil del mismo. Cuantificaremos estos costes en torno a un 2% sobre los ingresos anuales estimados para el parque de estudio.

- **Costes de desmantelamiento.**

Se refiere al coste al que ha de hacerse frente una vez finalizada la vida útil del proyecto para retirar la instalación construida y todos los elementos que la componen. Las estimaciones a día de hoy de estos costes no son nada exhaustivas, ya que aún no se tiene la experiencia suficiente en el desmantelamiento de estos parques de generación como para tener una base certera de la que partir, por lo que tan sólo podemos realizar estimaciones a partir de casos parecidos con más experiencias realizadas como son el desmantelamiento de instalaciones de gas y petróleo. Por ello, según Offshore Engineer, estos costes podrían oscilar entre los 90.000 y los 350.000 euros por cada megavatio (MW) instalado. Por ello, situaremos los costes de desmantelamiento en unos 200.000 €/MW, lo que supondrá un coste de desmantelamiento de 9.600.000€, alrededor del 10% de la inversión inicial.

5.5. AMORTIZACIONES

El concepto de amortización hace referencia al proceso de devaluación de los activos fijos a lo largo de su vida útil, como consecuencia de su uso.

La normativa que rige la aplicación y consideración de las amortizaciones es el RD 1777/2014 de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Impuesto sobre Sociedades. En esta normativa, encontramos los coeficientes lineales máximos de amortización, así como el período máximo en que se puede amortizar el activo en cuestión. En nuestro caso, podemos encontrar estos valores de referencia en la tabla de la AGRUPACIÓN 15.- PRODUCCIÓN, TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS:

**AGRUPACION 15. PRODUCCION, TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ENERGIA
ELECTRICA Y GAS**

	Coeficiente lineal máximo – Porcentaje	Período máximo – Años
Grupo 151. Producción, transporte y distribución de energía eléctrica		
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
Grupo 152. Producción, transporte y distribución de gas		
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
d) Líneas de fabricación	12	18
2. Instalaciones de transporte y distribución:		
a) Redes de transporte y distribución	5	40
b) Estaciones de regulación y medida	5	40
c) Instalaciones de medida y control	12	18
d) Depósitos metálicos de distribución	8	25
e) Aparatos surtidores de gases licuados de petróleo	12	18
f) Reguladores de presión	10	20

En función de estos valores, se realizarán distintas hipótesis contenidas dentro de los límites establecidos por la tabla del RD y nunca superando un período de amortización superior a 25 años, ya que es la que se ha determinado como vida útil del proyecto.

5.6. DEFINICIÓN DE ÍNDICES

En este apartado estudiamos y definimos los valores que adoptarán los distintos índices que tienen efectos a la hora de establecer las distintas hipótesis de Resultado Ordinario.

Por una parte, tendremos el Índice de Precios Industriales (IPRI) que mide la evolución de los precios de los productos fabricados por la industria y vendidos en el mercado interior en la primera etapa de su comercialización. El IPRI recoge los precios de venta a salida de fábrica obtenidos por los establecimientos industriales en las transacciones que éstos efectúan, excluyendo los gastos de transporte, comercialización, IVA y otros impuestos indirectos facturados. La cobertura del índice se extiende a todos los sectores industriales, excepto la construcción. Por tanto, investiga las industrias extractivas, manufactureras y de suministro de energía eléctrica, gas y agua.

A continuación, presentamos la evolución del índice experimentado durante los últimos años:

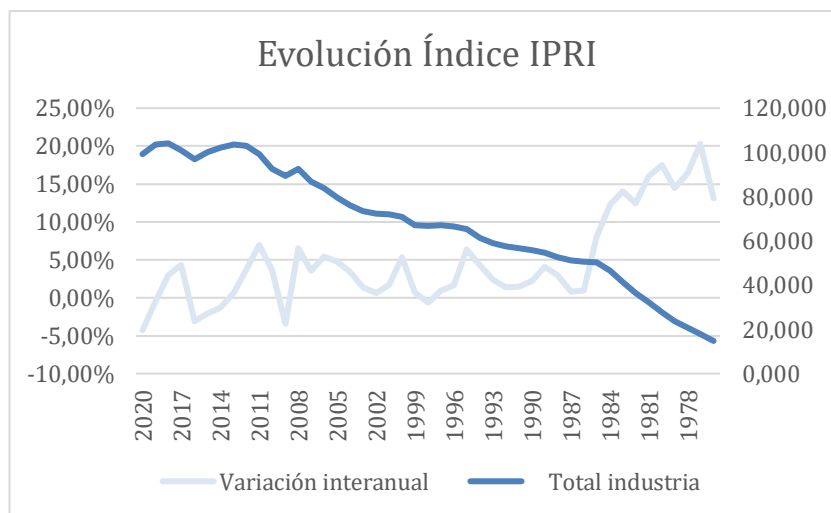


Ilustración 20 - Evolución Índice IPRI desde 1978

En este caso, estableceremos el índice IPRI para la actualización de precios en la media de los años de estudio, por lo que adoptaremos un valor de 1,93%.

Por otra parte, como variable a considerar tenemos el Índice de Precios de Consumo (IPC), que tiene como objetivo proporcionar una medida estadística de la evolución del conjunto de precios de los bienes y servicios que consume la población residente en viviendas familiares en España. Esta variable tiene una importancia fundamental, ya que con ella podremos actualizar los ingresos anuales obtenidos por la producción energética, ya que la energía eléctrica es un bien de consumo cuyos precios están relacionados directamente con esta variable, al componer justamente estos precios el IPC.

En este sentido, trataremos de fijar una hipótesis a considerar respecto del IPC a adoptar para obtener la actualización de precios de acuerdo a la realidad más previsible en función de los factores que pueden ser un indicador adelantado para realizar la hipótesis comentada.

En primer lugar, presentamos la evolución del IPC desde el año 1975:

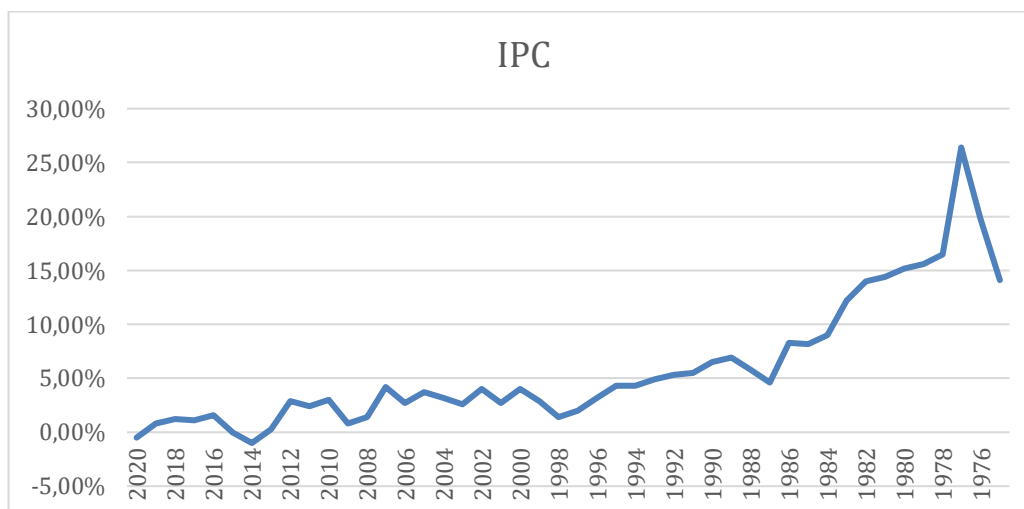


Ilustración 21 - Evolución del IPC desde 1975

Hacer una previsión de este índice es harto complejo, ya que no responde a indicadores de ninguna índole, salvo en el corto plazo, pero tratándose de un proyecto cuya vida de desarrollo está enclavada en el largo plazo, no podremos establecer una previsión en base a ningún indicador, ya que salvo indicadores de inversión, que pueden darnos una mejor idea a un plazo mayor, el resto de indicadores nos dan una visión actual o de un pasado reciente que nos permite realizar estimaciones para eventos próximos en el corto plazo. Para ello, además, hemos de tener en cuenta que las políticas llevadas a cabo por el Banco Central Europeo (BCE) están destinadas primordialmente a mantener este índice en niveles contenidos, de en torno al 2%, por lo que se movilizan todas las palancas disponibles para garantizar este fin concreto como, por ejemplo, el establecimiento de los tipos de interés.

Dado el estado actual de la economía, se prevén escenarios inflacionistas, por lo que la hipótesis adoptada será de incrementos progresivos del IPC durante los próximos 5 años, hasta alcanzar la media del valor del IPC de los últimos 20 años, situada en el 1,93%, valor que mantendremos constante hasta el fin de la vida útil del proyecto. Para ello, partiremos como base de un incremento del IPC del 0,3%, que es la previsión actual del INE para este índice. Por lo que, de forma detallada, la hipótesis adoptada para el IPC de forma anualizada queda de la siguiente manera:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
IPC	0,00%	0,30%	0,65%	1,05%	1,30%	1,60%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%

Año	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
IPC	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%	1,96%

Tabla 10 - IPC proyectado para el caso de cálculo

5.7. RESULTADO ORDINARIO

Con todos los parámetros definidos anteriormente, estamos en disposición de definir varios escenarios de Resultados Ordinarios.

El Resultado Ordinario se obtiene:

+Ingresos
- Costes directos
MARGEN BRUTO
- Gastos generales
EBITDA
- Gastos amortización y provisiones
EBIT
+Ingresos extraordinarios
- Gastos extraordinarios
RESULTADO ORDINARIO
+ Ingresos financieros
- Gastos financieros
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)
- Impuestos sociedades
BENEFICIO NETO O RESULTADO DEL EJERCICIO

De cara a realizar el cálculo del Resultado Ordinario se adoptan 3 hipótesis de cálculo, en función de las distintas opciones de amortización elegidas, cuya variable será el porcentaje a amortizar anualmente, ya que ninguno de los activos tiene una vida útil superior a la autorizada por la normativa vigente, al considerarse una vida útil del proyecto de 25 años.

- Hipótesis 1 – Amortización con el máximo límite permitido por la normativa según la naturaleza del activo a amortizar.
- Hipótesis 2 – Amortización de todos los activos con un 5% de amortización anual, estando dicho límite por debajo de los máximos permitidos por la

normativa vigente, rebajándose el límite del 8% de algunos activos al 5%. Ello supone una amortización del proyecto de 20 años.

- Hipótesis 3 – Amortización de todos los activos con un 4% de amortización anual, estando dicho límite por debajo de los máximos permitidos por la normativa vigente en todos los casos. Ello supone una amortización del proyecto en 25 años, que es la vida útil del proyecto.

De las hipótesis planteadas, cuyos resultados se encuentran presentados en el Anexo I --, se elegirá la que nos plantee una mejor opción, siendo necesario para ello tener en cuenta el resto de variables que se analizarán en capítulos posteriores en cuanto a las posibles metodologías de financiación del proyecto.

6. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo estudiaremos las distintas opciones de financiación del proyecto, analizando los distintos parámetros que interfieren en la misma y eligiendo el método o la combinación de métodos que pueden resultar más interesantes, de acuerdo a la situación actual y al escenario más probable.

No obstante, a priori, la solución principal será un Project Finance, y de forma adicional se valorarán otros métodos de financiación de que puedan adoptarse para conseguir las condiciones más ventajosas posibles.

6.2. PROJECT FINANCE. CONCEPTOS GENERALES

A la hora de obtener financiación para el proyecto de una empresa, son dos las opciones que tiene para solicitarla o plantearla, la financiación corporativa o el Project Finance.

La Financiación Corporativa es aquella financiación con recurso, dado que se financia contra su propia garantía, se analiza la sociedad y el proyecto si tiene sentido, cuánto va a poner la sociedad, los flujos del proyecto, pero sobre todo al accionista y el histórico de los datos financieros. En este tipo de financiación el período suele estar entorno a los 5 y 7 años, pudiendo darse un año de carencia, aunque no es lo normal. Así, las garantías que se pedirán dependerán del estado de la empresa, y no tanto del proyecto. En este tipo de financiación hay dos alternativas posibles, financiar a la matriz, y una segunda alternativa, que sería poner la financiación directamente en el proyecto de la empresa y pedir las garantías de la matriz.

En la financiación Project Finance se analiza el proyecto, y en base a él, a la concesión y con las proyecciones del mismo se estudia la financiación posible. En este caso se trata de una financiación sin recurso, dado que la garantía de la operación son exclusivamente los fondos propios que el dueño pone y los flujos de caja que genera el proyecto, así se paga la deuda y vía dividendos suben resultados a la matriz. Por esto vemos cómo la entidad que financia el proyecto debe analizar si las proyecciones que se presentan son correctas, para lo que recurre a los asesores independientes que analizan que se cumpla con todos los requisitos.

Así, en el Project Finance hay dos alternativas, que se financie el proyecto sin garantía de la matriz, por lo que se pignoran los flujos de proyecto y todos los derechos de cobro del mismo, y la otra alternativa que se basa en financiar el proyecto sin garantías de la matriz salvo en casos muy condicionados y limitados, como puede ser cambios regulatorios.

En el caso de las financiaciones corporativas y ciertos Project Finance, para que no se pueda acceder a la matriz por parte de la entidad que financia el proyecto, se crea una sociedad vehículo (SPV) que cuelga de dicha matriz, así se da la financiación a la sociedad vehículo y ésta lo pasa a la sociedad del proyecto. Ésta es la limitación del recurso más eficiente y jurídicamente más robusta que se realiza, aunque no es estrictamente necesario.

El análisis de riesgos de la entidad que financia el proyecto en un Project Finance se centrará sobre todo en la garantía y capacidad de repago del proyecto, los flujos de cja que genera y su viabilidad, y no tanto en la sociedad matriz. Así, en el caso de tener que iniciar acciones de recobro por insolvencia del proyecto, si la insolvencia es causa de un riesgo cubierto, se va contra quien cubre ese riesgo, ya sea accionista o un tercero, por el contrario, si no está cubierto, solo se podría ir contra la sociedad del proyecto en sí mismo, y nunca contra la matriz o el grupo. Por ello, no todos los proyectos son susceptibles de ser financiados con una estructura Project Finance, ya que implica un alto coste.

La financiación mediante Project Finance dependerá de las características propias del proyecto, donde los cuatro pilares básicos que hay que analizar son:

- Que los cash flows del proyecto son precedibles y estables, a través del análisis de la demanda, la producción y los históricos.
- Se analiza al sponsor o promotor, asegurándose que tenga un buen rating y que esté probada su capacidad de gestión del proyecto.
- Se analiza que haya un marco legal y económico estable y adecuado, los riesgos que pueden afectar se externalizan, pero si no se pueden ejecutar los contratos que cubren los riesgos no hay protección.
- El sentido económico del proyecto, tanto a nivel individual como dentro de la estrategia del grupo, el sentido en la sociedad matriz.

Además, a la hora de financiar construcciones está el riesgo de construcción, que es de plazo si no llega a tiempo, como de importe si se pasa del precio presupuestado. Para paliar este riesgo están los contratos llave en mano, así el riesgo lo asume el constructor y paga de indemnización el servicio de la deuda (suma de principal o capital adeudado e intereses generados) si no llega a tiempo o se pasa de precio. Estas características tan peculiares provocan que sea uno de los contratos más caros.

Por último, dentro de los conceptos generales del Project Finance que presentamos, se detallan a continuación las fases primordiales:

1) Fase de detección y marketing

En esta fase se da a conocer el producto a los clientes objetivo, centrándose en aquellos capaces de hacer frente a una licitación del estado.

2) Fase de análisis y estructuración

Esta fase es la más financiera, donde se analizan los riesgos y se marca un servicio de la deuda, quedando repartida en tres etapas, el estudio de viabilidad, el análisis del riesgos y el diseño financiero y la estructura jurídica.

- Estudio de viabilidad:

Se fundamenta en la capacidad de repago del servicio de la deuda, que es el nominal más los intereses, por parte del proyecto, de manera que esta capacidad de repago vendrá determinada por las proyecciones de los flujos de caja, lo que pone de manifiesto la gran importancia de las proyecciones a futuro frente a las cifras y datos históricas.

Así, en esta fase, las garantías son completamente accesorias si las proyecciones son acertadas, careciendo de una importancia fundamental en el análisis de las mismas.

Una herramienta clave es el estudio de viabilidad del Project Finance, que se sustenta en la proyección de flujos con base en unas hipótesis de partida, son por ello proyecciones a medio y largo plazo de los estados de Balance, Pérdidas y Ganancias y Cash Flow del proyecto, elaboradas

siempre en base a unas hipótesis creíbles, justificables y sostenibles en el medio y largo plazo.

Un ratio de especial análisis es el ratio de cobertura al servicio de la deuda (RCSD), donde se comparan los flujos de caja antes del servicio de la deuda con el servicio de la deuda en sí mismo. Este ratio se establece para crear un colchón en el caso de que no se cumplan las proyecciones, así se establece un máximo al servicio de la deuda, se descuenta a valor actual el servicio descontando los intereses y nos arroja la financiación que se puede otorgar.

$$\text{RCSD} = \frac{\text{Flujo de Caja antes del servicio de la deuda}}{\text{Servicio de la deuda}}$$

En este factor, también entran en juego las políticas de la entidad que financia el proyecto, pudiendo fijar un máximo de financiación en función del valor de tasación, o un período máximo a la financiación, lo que reduciría los flujos de caja calculados.

En cuanto al plazo de la financiación, viene fijado por los bancos en base a criterios de riesgo, tipología del proyecto o el grado de confianza sobre la predictibilidad y estabilidad de los flujos de caja proyectados en el caso base. En cuanto al importe de la deuda, viene determinado por los flujos de caja proyectados por el caso base, el ratio de cobertura al servicio de la deuda (RCSD) y el plazo máximo fijado. Por último, el calendario de amortización estará condicionado por los flujos de caja del caso base y el RCSD exigido al proyecto.

Por tanto, cuanto mayor sea el RCSD mayor será la capacidad del proyecto para soportar desviaciones en su generación de caja sin afectar al repago de la deuda. Por ello está el RCSD teórico o exigido en la fase de estudio o de estructuración de la deuda, que dependerá fundamentalmente del análisis de riesgo del proyecto, de modo a que mayor riesgo percibido mayor será el RCSD exigido. Y el RCSD real u obtenido en la fase de seguimiento, una vez que entra en explotación el proyecto, donde cuanto mayor sea el RCSD obtenido mejor habrá sido el performance del proyecto.

- Análisis del riesgo.

En esta fase se analizan los riesgos que pueden afectar a los flujos de caja y se externalizan, recordando que si son asumibles se pueden introducir mitigantes, como puede ser una cuenta de reservas para imprevistos.

El risk management o la gestión de riesgos, comienza con la identificación, análisis, evaluación y cuantificación de los distintos riesgos que pueden afectar a la capacidad de repago del deudor, y termina con su minimización y distribución fuera del proyecto. La distribución del riesgo es clave, ya que aquella parte que mejor puede controlar un determinado riesgo es la que debe asumir mayor responsabilidad sobre el mismo, normalmente a cambio de una retribución, es el tercero al que se externaliza el riesgo.

- Diseño financiero y estructura jurídica.

La estructura jurídica, contractual y societaria, del proyecto estará condicionada por las características del proyecto o negocio, las circunstancias del mercado financiero y la gestión y distribución de riesgos.

Un ejemplo son los contratos swap para tipos de interés o marcar la estructura contractual en las hipótesis del negocio.

- Fase de sindicación y firma.

En esta fase se lleva a cabo la due diligence definitiva, se negocian los contratos y se firman absolutamente todos los contratos, los de sindicación, llave en mano, terceros, derivados, concesiones, todo aquello requerido para el Project Finance.

- Fase de seguimiento.

Se procede a la sindicación del proyecto sino se realizó en la fase anterior, junto con la construcción de la obra donde se requieren las certificaciones de obra y se realizan las disposiciones de deuda, y la fase de explotación, donde se lleva a cabo un seguimiento de la obra y una amortización de la deuda.

En resumen, en los Project Finance, los bancos prestan dinero a la sociedad del proyecto en base a la calidad crediticia del proyecto, respaldado por la capacidad de repago del proyecto, sin tener en cuenta la generación de caja de la empresa matriz. En caso de una hipotética insolvencia, el banco no puede recurrir a la matriz, o en su caso hacerlo de manera limitada en base a la garantía otorgada por la matriz, únicamente tiene como garantía los activos tangible e intangibles afectos al propio proyecto. La concesión de la deuda se basa en la calidad crediticia del proyecto, se lleva a cabo un análisis pormenorizado del proyecto, la decisión final se basa principalmente en la capacidad del proyecto de generación de flujos de caja estables y la solvencia se tiene en cuenta como un añadido.

El análisis del proyecto es un proceso de due diligence, que se centra principalmente en 3 áreas, la legal-fiscal-administrativo, la técnica-comercial y la de seguros.

Las ventajas del Project Finance vienen determinadas por permitir incrementar la rentabilidad del accionista, dado que hay una mayor capacidad de apalancamiento al ser la deuda menor coste que los fondos propios, y hay unos plazos más largos de financiación, por lo que el flujo de caja llega antes a los accionistas. También por reducir los riesgos asumidos por los socios, ya que es sin recurso o con recurso limitado al promotor, con un análisis exhaustivo del riesgo y reparto del mismo entre las partes “Risk Management”. Otra ventaja es que asegura las necesidades de financiación del proyecto mitigando el riesgo de falta de liquidez, con una financiación a medida de la generación de caja del propio proyecto y una estructura contractual que asegura el control y la disciplina del proyecto.

Por otro lado, las desventajas del Project Finance son que tiene un coste superior a causa del mayor riesgo por la limitación del recurso que implica costes financieros mayores, más comisiones por aseguramiento, estructuración, agencia, apertura y márgenes superiores; otros costes serían los de asesores y procesos de due diligence. Hay que destacar que requiere de mayor tiempo para su formalización, ya que la realización de due-diligence consume entre 1-2 meses, la redacción del paquete de contratos del proyecto, financiación, garantías y llave en mano requiere de otros 1-2 meses. También impone más y mayores restricciones, con limitaciones al formalizar nuevos contratos con terceros, al endeudamiento adicional, al otorgamiento de garantías, etc; y las limitaciones al flujo de capitales, como el reparto de fondos a los socios, pagos a terceros, etc.

6.3. MÉTODOS DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Una vez vistas y analizadas las características del Project Finance, sus requisitos y ventajas se adecúan a las características del proyecto que nos encontramos estudiando, debido a que los flujos de caja están “garantizados” dentro de unos parámetros admisibles y basándonos en el histórico de vientos y análisis del recurso disponible, tendremos garantizado el origen que tiene como resultado los flujos de caja estudiados. La única incertidumbre en este factor, son los precios de venta de la energía al mercado, ya que como vemos está sometido a las leyes del mercado; no obstante, como también hemos visto en apartados anteriores, la tendencia es al incremento del uso de energías renovables en detrimento de las energías no renovables existentes, lo que hace pensar en escenarios de sustitución de unos medios de generación por otros, no planteándose en este caso sobreproducciones que pudieran tener como consecuencias caídas drásticas de los precios que pudiesen alterar los flujos de caja planteados en el proyecto.

Con todo ello, plantearemos en primer lugar y, a priori, de forma primordial la financiación del proyecto a través del Project Finance, aunque como hemos podido deducir también del punto anterior, será necesaria la utilización de fondos propios asociados a la SPV, por lo que tendremos que analizar el coste del capital para ver la combinación entre financiación y fondos propios ideal a utilizar y siempre dentro de un escenario realista, en el que será inevitable la utilización de fondos propios, aunque como anticipábamos y antes de estudiarlo en concreto, partamos de la experiencia de un mayor coste de utilización de fondos propios para la financiación de proyectos. Además de ello, también valoraremos la emisión de bonos al mercado, de forma que podamos introducir también esta opción dentro de la ecuación y de ese modo, definir los pesos de cada método en aras de conseguir la opción más viable posible y que ofrezca las mayores ventajas de cara a llevar a cabo el proyecto de estudio.

La mejor forma de financiación la definiremos mediante el WACC (Weighted Average Cost of Capital). El WACC es el coste de financiación de la compañía que viene determinado por la rentabilidad exigida por los accionistas y los acreedores financieros de la empresa. Esta rentabilidad exigida será mayor cuanto mayor sea el riesgo asociado a los cash flows de la empresa.

Para el cálculo del WACC será necesario considerar el coste de cada recurso financiero (fondos propios o deuda) y el porcentaje que representa en la estructura financiera de la empresa.

$$WACC = Ke * \frac{S}{S + D} + Kd(1 - t) * \frac{D}{S + D}$$

Siendo:

Ke: coste del capital propio o rentabilidad exigida por los accionistas

Kd: coste de la deuda financiera o rentabilidad exigida por los acreedores.

t: tasa del impuesto que grava los beneficios de la empresa

S: valor de mercado del capital propio

D: valor de mercado del capital ajeno (deuda)

6.3.1. RENDIMIENTO EXIGIDO POR LOS ACCIONISTAS (Ke)

Para calcular el rendimiento exigido por los accionistas o coste de la financiación propia para la empresa (Ke) aplicaremos el modelo CAPM (Capital Assets Pricing Model), que responde a la siguiente expresión:

$$Ke = Rf + \beta * (Rm - Rf)$$

Siendo:

- Rf: rendimiento de un activo sin riesgo (títulos de deuda emitidos por el Estado, como los Bonos del Tesoro)
- β : coeficiente de volatilidad de las acciones, que mide la variación en el rendimiento de las acciones cuando se produce una variación en el rendimiento del índice bursátil.
- Rm: rendimiento del mercado, medido a través del rendimiento de un índice bursátil, como por ejemplo el Ibex 35.
- (Rm-Rf): es la prima por el riesgo del mercado. Mide la rentabilidad extra que se obtiene por invertir en el mercado bursátil en comparación con la inversión en un activo sin riesgo.

Para la determinación de estos parámetros, lo haremos estudiando las empresas del sector energético que quedan dentro del Ibex 35 e identificamos su ponderación dentro del sector energía en el índice (IBERDROLA -37%-; REPSOL -21,55%-; ENDESA -12,04%-; NATURGY -10,35%-; REE -10,17%-; ENAGAS -6,07%-; SOLARIA -2,82%-)

Beta sector energético Ibex 35:

Cotizada Ibex 35	Ponderación	Beta	Beta ponderada
IBERDROLA	37,00%	0,53	0,748325
REPSOL	21,55%	1,56	
ENDESA	12,04%	0,55	
NATURGY	10,35%	0,78	
REE	10,17%	0,26	
ENAGAS	6,07%	0,41	
SOLARIA	2,82%	0,63	

Tabla 11 Beta o coeficiente de volatilidad del sector energético del IBEX25

Consideraremos como el activo libre de riesgo al bono alemán a 10 años, que cotiza a: -0,5%.

Para el cálculo del Rendimiento del Mercado (R_m), consideraremos el rendimiento promedio del Ibex 35 durante los últimos 25 años, resultando un valor $R_m=4,16\%$.

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f) = -0,005 + 0,7483 * (0,0416 - (-0,005)) = 0,0298$$

$$K_e = 2,98\%$$

Con ello, obtenemos que la rentabilidad exigida por los accionistas en la situación actual del mercado será de un 2,98%, por lo que deberemos garantizar como mínimo esta rentabilidad de cara a la obtención de fondos propios suficientes para la financiación del proyecto, cuya cuantía se determinará en función del coste de financiación por otros medios y los máximos de capital que puedan aportarse mediante el Project Finance y otros medios de financiación. Este valor de rentabilidad exigida, por otra parte, queda también justificado por la rentabilidad del selectivo español durante los últimos 5 años, cuya media se sitúa en el 2,64% (sin tener en cuenta los efectos del coeficiente de volatilidad y los tipos de interés negativos de la renta fija a corto plazo).

6.3.2. TIPO IMPOSITIVO IMPUESTOS DE SOCIEDADES

El tipo de gravamen general actualmente es del 25% sobre la Base Imponible (BI), ($t = 0,25$).

La base imponible (BI) es el importe de la renta del periodo impositivo minorada por las bases imponibles negativas de ejercicios anteriores.

Por otra parte, de cara a la obtención de los flujos de caja, tendremos que tener en cuenta las posibilidades de deducción sobre la base imponible que se ofrecen:

Para los periodos impositivos iniciados a partir del 1 de enero de 2015 la BI negativa de un periodo impositivo puede ser compensada con las rentas positivas generadas en los periodos impositivos siguientes a aquel en que se originó la BI negativa sin limitación temporal (en los periodos impositivos iniciados con anterioridad el plazo era de 18 años).

El plazo ilimitado se aplica a las BI negativas pendientes de compensar al comienzo del primer periodo impositivo que se inicie a partir del 1 de enero de 2015, cualquiera que sea el periodo impositivo en el que se hubiesen generado tales BI negativas. Con efectos para los periodos impositivos iniciados a partir del 1 de enero de 2016, el importe de la compensación está limitado a los siguientes porcentajes en función del importe neto de la cifra de negocios durante los 12 meses anteriores a la fecha en que se inicie el periodo impositivo:

- *Inferior a 20.000.000 €: 70 % (60% en 2016)*
- *20.000.000 € a 60.000.000 €: 50%*
- *Más de 60.000.000 €: 25%*

El límite máximo de compensación de bases imponibles negativas es 1.000.000 €.

Los referidos porcentajes se calculan respecto de la BI previa a la aplicación de la reserva de capitalización y a la propia compensación de la BI negativa. No obstante, no se aplica la limitación en los siguientes supuestos: importe mínimo de 1.000.000 €, quitas y esperas (no opera el límite máximo de 1.000.000 €), extinción de la entidad, entidades de nueva creación y reversión de deterioros.

6.3.3. COSTE DE LA DEUDA FINANCIERA O RENDIMIENTO EXIGIDO POR LOS ACREEDORES (K_d)

Como venimos comentando en los puntos anteriores, estudiaremos distintas formas de obtener financiación del mercado, por lo que estudiaremos las distintas fórmulas posibles y sus precios. Una vez estudiadas, veremos la posibilidad de combinación entre ellas o de utilización en exclusividad, estableciendo de ese modo el coste de la deuda correspondiente a tener en cuenta de cara a calcular la viabilidad del proyecto.

6.3.4. OBTENCIÓN DE FINANCIACIÓN A TRAVÉS DE LA EMISIÓN DE BONOS

Dada la situación actual en la que nos encontramos, de bajos tipos de interés (incluso negativos en deuda gubernamental en el corto y medio plazo) y con la tendencia al alza en inversión en productos financieros con criterios ESG (Environmental, Social and Governance), es decir, una tendencia al alza en la inversión para la financiación de proyectos éticos, social y medioambientalmente responsables, la opción de la financiación de este proyecto a través de la emisión de bonos, es una opción, a priori, que tiene sentido y que hay que tener en cuenta para estudiarla, ponerla encima de la mesa y valorar la posibilidad de ejecutarla.

Dentro de la categoría ESG, en este caso, consistiría en la emisión de Bonos Verdes, que son los bonos destinados a la financiación, entre otras, de proyectos de generación de energía eléctrica a través de energías renovables.

Como podemos ver publicado en la página de Bolsa y Mercados Españoles (BME):

Los bonos verdes son la cara más conocida de la sostenibilidad en los mercados de Renta Fija, pero no son los únicos instrumentos de los que disponen los inversores en este campo. Los bonos verdes, aquellos que se destinan a proyectos ligados a la protección del medio ambiente, se enmarcan en la categoría de los bonos con criterios ASG (Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo).

Según datos de Climate Bonds Initiative, en 2019 se emitieron 257.500 millones de dólares en bonos verdes. Su previsión es que en 2020 este importe ascienda a nivel mundial a los 350.000 millones de dólares.

España está en el top 10 de mayores emisores de bonos con criterios ASG, por encima del puesto que le correspondería por su PIB. Según Ofiso, entre 2014 y 2019 la financiación sostenible se multiplicó por 18 en España.

Para estudiar la posibilidad de la emisión de Bonos Verdes y tener una visión de mercado de los bonos existentes, acudimos al MARF que es el Mercado Alternativo de Renta Fija gestionado por BME creado específicamente para promover la financiación de compañías de tamaño mediano a través de la emisión de títulos de renta fija. Para ello consultamos los Bonos Verdes, Sostenibles y Sociales que actualmente se encuentran en circulación en este mercado, fijándonos concretamente en lo relativo a Energía y Agua:

ENERGÍA Y AGUA				
	AUDAX RENOVABLES, S.A.	MARF	200.000.000,00	Verdes
	GREENALIA, S.A.	MARF	55.000.000,00	Verdes
	GREENERGY RENOVABLES, S.A.	MARF	22.000.000,00	Verdes
	VALFORTEC, S.L.	MARF	25.000.000,00	Verdes

Ilustración 22 - Bonos verdes negociados en el MARF

Detallamos a continuación las actividades de cada una de ellas y los detalles de los bonos emitidos y negociados en el MARF actualmente:

- AUDAX RENOVABLES SL: tiene como principales actividades la comercialización de energía eléctrica a consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema eléctrico mediante cualquier tipo de contratación permitida legalmente y la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables (eólica, solar, etc).

ISIN	Tipo de Activo	Emisor	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento	Nominal Unitario	Divisa	Ava
ES0305039028	BONOS	AUDAX RENOVA	10/10/2018	10/10/2023	100.000,00	EUR	No
Banco de pagos			BANCO DE SABADELL, S.A.				
Entidades Participantes			- BANCO DE SABADELL, S.A. - BEKA FINANCE S.V. S.A - EVER CAPITAL INVESTMENTS, S.V., S.A.				
Último Precio			104,9000	Fecha Último Precio		04/10/2019	
LIQUIDACIÓN				VOLUMEN			
Periodicidad Pago Cupón		Anual		Total Admitido		70.000.000	
Ref. Cupón Variable				Saldo en circulación		16.300.000	
Plazo Referencia		0		Amortización final		10/10/2023	
Margen/Moneda sobre referencia		0		Tipo amortización		Fija	
Put/Call		No / No		Modalidad de interés		Fijo	
Próximo Put/Call				Tipo Interés (actual)		5,500000%	
Tipo Precio		ExCupón					
Tipo Cotización		Precio					

Ilustración 23 - Ficha del bono de AUDAX RENOVABLES SL

- GREENALIA SA: la actividad principal de la empresa es la generación y venta de energía eléctrica, estando presente en tres tecnologías: eólica, solar fotovoltaica y biomasa; donde está integrado verticalmente desde el origen de la materia prima hasta la producción de la energía eléctrica y térmica.

ISIN	Tipo de Activo	Emisor	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento	Nominal Unitario	Divisa	Ava
ES0305293005	BONOS	GREENALIA	15/12/2020	15/12/2025	100.000,00	EUR	No

Banco de pagos	BANCO DE SABADELL, S.A.
----------------	---

Entidades Participantes	SOLVENTIS A.V
-------------------------	---

Último Precio		Fecha Último Precio	
---------------	--	---------------------	--

LIQUIDACIÓN	
Periodicidad Pago Cupón	Semestral
Ref. Cupón Variable	
Plazo Referencia	0
Margen/Moneda sobre referencia	0
Put/Call	No / Si
Próximo Put/Call	15/12/2023
Tipo Precio	ExCupón
Tipo Cotización	Precio

VOLUMEN	
Total Admitido	55.000.000
Saldo en circulación	55.000.000
Amortización final	15/12/2025
Tipo amortización	Fija
Modalidad de interés	Fijo
Tipo Interés (actual)	4,950000%

Ilustración 24 - Ficha del bono de GREENALIA SA

- VALFORTEC: diseña, desarrolla, construye, opera, mantiene y, en su caso, vende a terceros inversores, activos de energía renovable y, en particular, proyectos fotovoltaicos.

ISIN	Tipo de Activo	Emisor	Fecha Emisión	Fecha Vencimiento	Nominal Unitario	Divisa	Aval
ES0305542005	BONOS	VALFORTEC	23/03/2021	23/03/2026	100.000.00	EUR	No

Banco de pagos	BANKINTER, S.A.
----------------	---

Entidades Participantes	- MIRABAUD SECURITIES LIMITED, SUCURSAL EN ESPAÑA - BANKINTER, S.A.
-------------------------	--

Último Precio		Fecha Último Precio	
---------------	--	---------------------	--

LIQUIDACIÓN		VOLUMEN	
Periodicidad Pago Cupón	Anual	Total Admitido	25.000.000
Ref. Cupón Variable		Saldo en circulación	25.000.000
Plazo Referencia	0	Amortización final	23/03/2026
Margen/Moneda sobre referencia	0	Tipo amortización	Fija
Put/Call	No / Si	Modalidad de interés	Fijo
Próximo Put/Call	23/09/2023	Tipo Interés (actual)	4,500000%
Tipo Precio	ExCupón		
Tipo Cotización	Precio		

Ilustración 25 - Ficha del bono de VALFORTEC

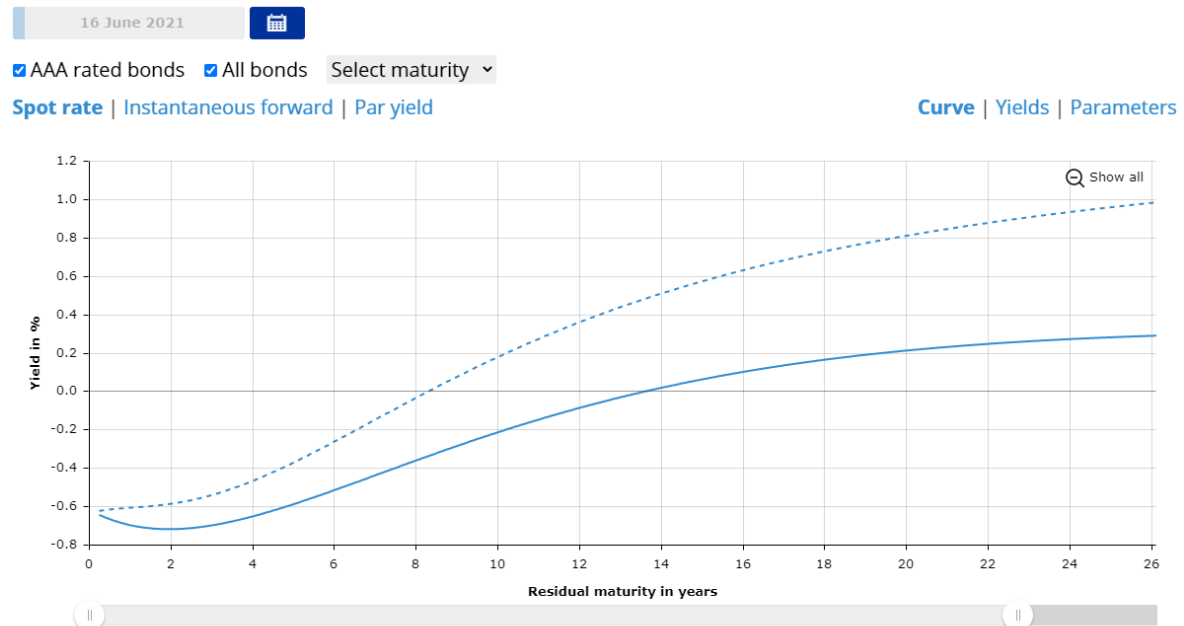
Como podemos observar, las emisiones actuales en el mercado tienen una duración de 5 años y con tipos que van desde el 4,5% hasta el 5,5%.

6.3.5. FINANCIACIÓN A TRAVÉS DE PROJECT FINANCE

La financiación del Project Finance podrá realizarse por una cuantía de entre el 0% y el 75% de la inversión inicial, estableciendo dicha cuantía en función de los precios de coste de las otras alternativas de financiación disponibles.

Para determinar el precio de la financiación, es decir, el tipo de interés de la misma, tomaremos como referencia el EONIA a 6 meses, aplicándole un Spread de 250 puntos básicos (+2,5%). Actualmente, el EONIA a 6 meses se sitúa en el -0,48%.

Para poder ver la tendencia de los tipos de interés y de ese modo asentar una hipótesis sobre la que establecer la amortización de la deuda, analizaremos la curva de la Estructura Temporal de Tipos de Interés (ETTI) del BCE a 25 años:



Dashed lines indicate the spot rate based on all government bonds; solid lines on AAA-rated bonds only.

Ilustración 26 - Curva Estructura Temporal de Tipos de Interés (ETTI) del BCE a 25 años. (Fuente: BCE)

Presentamos a continuación la tabla de datos expresadas en porcentaje (%). Consideraremos la curva del total de bonos, ya que la deuda asumida para el desarrollo del proyecto no será considerada con un Rating AAA:

Maturity	AAA rated	All bonds
3 months	-0.643164	-0.621729
6 months	-0.665052	-0.614336
9 months	-0.682596	-0.609256
1 year	-0.696158	-0.605269
2 years	-0.716960	-0.584695
3 years	-0.697143	-0.539380
4 years	-0.650346	-0.465523
5 years	-0.586694	-0.369658
6 years	-0.513601	-0.260597
7 years	-0.436413	-0.146175
8 years	-0.358897	-0.032269
9 years	-0.283631	0.077196
10 years	-0.212303	0.179897
11 years	-0.145941	0.274691
12 years	-0.085095	0.361238
13 years	-0.029966	0.439706
14 years	0.019482	0.510563
15 years	0.063453	0.574427
16 years	0.102252	0.631972
17 years	0.136251	0.683869
18 years	0.165850	0.730753
19 years	0.191461	0.773205
20 years	0.213487	0.811747
21 years	0.232317	0.846842
22 years	0.248316	0.878894
23 years	0.261821	0.908257
24 years	0.273141	0.935238
25 years	0.282557	0.960102

Tabla 12 - Datos de la curva ETTI del BCE. (Fuente: BCE)

De estos datos, obtenemos la evolución de los tipos de interés que aplicaremos al EONIA de cara a realizar una hipótesis del tipo de interés variable a aplicar en la amortización de la deuda desde el EONIA de partida situado en el -0,48%.

Obteniendo de esta forma el tipo de interés a aplicar a lo largo de la vida de la deuda con el Spread estimado de la operación:

Temporalidad	Tipo de interés (%)	Evolución en porcentaje relativo	EONIA	Tipo interés (Eonia + 250 p.b.)
1 year	-0.605269		-0,48%	2,02%
2 years	-0.584695	3,40%	-0,46%	2,04%
3 years	-0.539380	7,75%	-0,43%	2,07%
4 years	-0.465523	13,69%	-0,37%	2,13%
5 years	-0.369658	20,59%	-0,29%	2,21%
6 years	-0.260597	29,50%	-0,21%	2,29%
7 years	-0.146175	43,91%	-0,12%	2,38%
8 years	-0.032269	77,92%	-0,03%	2,47%
9 years	0.077196	339,23%	0,06%	2,56%
10 years	0.179897	133,04%	0,14%	2,64%
11 years	0.274691	52,69%	0,22%	2,72%
12 years	0.361238	31,51%	0,29%	2,79%
13 years	0.439706	21,72%	0,35%	2,85%
14 years	0.510563	16,11%	0,40%	2,90%
15 years	0.574427	12,51%	0,46%	2,96%
16 years	0.631972	10,02%	0,50%	3,00%
17 years	0.683869	8,21%	0,54%	3,04%
18 years	0.730753	6,86%	0,58%	3,08%
19 years	0.773205	5,81%	0,61%	3,11%
20 years	0.811747	4,98%	0,64%	3,14%
21 years	0.846842	4,32%	0,67%	3,17%
22 years	0.878894	3,78%	0,70%	3,20%
23 years	0.908257	3,34%	0,72%	3,22%
24 years	0.935238	2,97%	0,74%	3,24%
25 years	0.960102	2,66%	0,76%	3,26%

Tabla 13 - Proyección de tipos de interés del Project Finance

Con ello, podremos realizar el cuadro de amortización de la deuda, una vez tengamos determinado el porcentaje de deuda asumido para la financiación del proyecto, es decir, la parte de la inversión que se asumirá con recursos propios y

la parte que se asumirá mediante deuda. Esta decisión se tomará en función del coste que suponga cada una de estas financiaciones y también en función del Ratio de Cobertura al Servicio de la Deuda (RCSd) que podamos ofrecer, de modo que la financiación de la deuda mediante Project Finance sea realista, estableciéndose un mínimo de garantías para el repago de la deuda.

Con este método de financiación del proyecto, tendremos un K_d promedio del 2,74%. Como vemos es inferior al coste del capital (K_e), lo cual es coherente, ya que el riesgo que asume el accionista es mayor y por tanto ha de tener una prima sobre el coste de la deuda. Como aclaración, el mayor riesgo asumido por el accionista es debido a la menor prioridad a la hora de la devolución del dinero a los acreedores ante hipotéticas insolvencias del proyecto. Cabe destacar que esta prima no ofrece una cuantía especialmente elevada, como consecuencia de los bajos, incluso negativos, tipos de interés actuales, que hacen que al tener menos opciones de inversión rentables, esta prima por la inversión en Equity sea inferior de acuerdo a la realidad del mercado.

6.4. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Como se ha desarrollado en los puntos anteriores, de cara a la financiación del proyecto, tendremos en cuenta, por una parte, los aspectos de coste de financiación, que quedan de la siguiente forma mediante los distintos métodos estudiados:

Método de financiación	Coste
Fondos Propios (K_e)	2,98%
Emisión Bonos Verdes (K_d)	5,00%
Project Finance (K_d)	2,74%

Tabla 14 - Coste de los distintos métodos de financiación

A la vista de los costes de financiación, podremos descartar la emisión de bonos verdes debido a su alto coste en comparación con los otros métodos de financiación disponibles. No obstante, podremos tenerlos en cuenta en caso de que no sea posible financiarse completamente a través de la obtención de fondos propios o mediante Project finance.

En este momento, debemos determinar el peso que asignamos a cada método de financiación. En este sentido, tanto por el menor coste como por el ahorro relativo

que supone la deducción de los gastos financieros en la línea de impuestos, nos hará decantarnos por la mayor proporción posible de financiación a través del Project finance, por lo que, en última instancia, para determinar el peso, lo haremos en función del RCSD, de forma que ofrezcamos un ratio que ofrezca las garantías mínimas necesarias de cara a hacer viable la financiación a través de este método.

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
RCSD (60%)	1,24	1,27	1,31	1,35	1,40	1,45	1,51	1,57	1,64	1,71	1,79	1,87	1,95	1,83	1,89	1,96	2,03	2,11	2,13	2,22	2,31	2,41	2,51	2,63	2,75
RCSD (65%)	1,15	1,18	1,21	1,25	1,29	1,34	1,39	1,45	1,51	1,58	1,65	1,73	1,8	1,71	1,77	1,83	1,9	1,97	1,99	2,07	2,15	2,24	2,34	2,45	2,56
RCSD (70%)	1,06	1,09	1,12	1,16	1,20	1,24	1,29	1,35	1,40	1,47	1,53	1,60	1,67	1,61	1,66	1,72	1,78	1,85	1,86	1,94	2,01	2,10	2,19	2,29	2,40
RCSD (75%)	0,99	1,02	1,05	1,08	1,12	1,16	1,21	1,26	1,31	1,37	1,43	1,5	1,56	1,52	1,57	1,62	1,68	1,74	1,76	1,82	1,89	1,97	2,06	2,15	2,25

Tabla 15 - RCSD en función del volumen del Project Finance

Los resultados de RCSD mostrado, son asumiendo las máximas tasas de amortización del proyecto permitidas por ley, que a priori, es la hipótesis que ofrece los mejores resultados para el proyecto.

Tanto el escenario de financiación a través de Project finance con un peso del 60% y del 65% ofrecen garantías aceptables al inicio de la vida del proyecto, por lo que analizaremos el coste de financiación con ambos escenarios para decantarnos:

$$WACC (60\%D) = 0,0298 * 0,40 + 0,0274(1 - 0,25) * 0,60 = 0,0243$$

$$WACC (65\%D) = 0,0298 * 0,35 + 0,0274(1 - 0,25) * 0,65 = 0,0238$$

A la vista de los resultados y tratando de optimizar de la forma más realista posible, con unas garantías mínimas, el escenario que adoptaremos será el de financiación de la inversión inicial en un 35% mediante fondos propios y un 65% mediante Project finance, ya que este escenario ofrece un RSCD inicial del 1,15 durante el primer año, superando el 1,2 durante el tercer año de la vida el proyecto y elevándose por encima de 1,3 y llegando hasta un 2,56 desde el sexto año hasta el final de la vida útil del proyecto y de la propia deuda. Éste sería el escenario optimizado para la financiación del proyecto, estableciendo el mínimo coste de financiación con unas garantías aceptables durante los dos primeros años y buenas a partir del tercer año de vida del proyecto, aunque en cuanto a diferencias en el coste de financiación la variación es mínima de una opción a otra, por lo que en caso de tener que recurrir y aceptar una financiación del 60% mediante deuda, nos encontraríamos en disposición de hacerlo, ya que el impacto sobre la cuenta de resultado sería mínimo.

7. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PROYECTO

Una vez analizados todos los parámetros que intervienen para determinar la viabilidad del proyecto, así como los escenarios posibles y el estudio y definición de algunas de las variables, en este apartado determinaremos el escenario de cálculo o los posibles escenarios a considerar para deducir si llevar a cabo este proyecto es viable y se justifica la inversión inicial.

Del mismo modo, en este apartado, al tener una mejor visión de conjunto del proyecto y de todas las variables intervinientes, tendremos una mejor capacidad de decisión acerca de la selección de las variables que quedaron abiertas en anteriores apartados, al no tener el conocimiento suficiente de otros factores que afectaban o tenían relevancia a la hora de elegir el escenario que promueva la viabilidad de la inversión.

En primer lugar, realizaremos el estudio de viabilidad con el escenario más probable y de cálculo, que estará ambientado en un escenario a largo plazo, donde lo más probable es que las posibles variables reviertan a la media, de forma que el resultado final sea realista con las compensaciones entre unos años y otros. Para este caso, definiremos alguna de las variables que quedaban pendientes de fijar, como comentábamos anteriormente, por necesidad de ver otros resultados que no conocíamos.

Una vez realizado este estudio de viabilidad, estresaremos el proyecto respecto de las variables que pueden afectar, de cara a realizar un estudio en el corto plazo, en el período más sensible, de cara a ver la situación que puede darse en un escenario de estrés y si el planteamiento del proyecto cuenta con la solvencia suficiente para hacer frente a este escenario estresado, donde estresaremos las variables que pueden afectar a los resultados.

7.1. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE CÁLCULO Y DE LAS VARIABLES INTERVINIENTES

Las principales variables a tener en cuenta y que pueden determinar la viabilidad del proyecto son:

- **Ingresos del proyecto:** la variable viene determinada por la producción del parque y por el precio de la energía. A priori, no consideramos variaciones

en esta variable, ya que al encontrarse en un mercado libre de precios y con la expectativa de la sustitución de los medios productivos no renovables por medios renovables, que hacen que no se prevea un superávit de generación, entendemos que una sobreproducción se traducirá en una baja de precios de venta y viceversa, por ello, en el largo plazo con el que se corresponde este escenario de cálculo, la producción se acercará a la media, compensándose años de mayor producción con años de menor producción.

- **Costes de explotación:** para el escenario de cálculo, nos basaremos en las estimaciones realizadas y definidas en apartados anteriores.
- **Amortización:** de las hipótesis de estudio consideradas en el apartado en el que se estudiaba esta línea de la cuenta de resultado, adoptaremos la Hipótesis 1 (amortización con el máximo límite permitido por la normativa según la naturaleza del activo a amortizar), ya que es la que ofrece mejores resultados al realizar el sumatorio de los BAI (Beneficio Antes de Impuestos).
- **Gastos financieros:** para el escenario de cálculo, esta variable ya se encuentra definida en el apartado de estudio de la financiación, de forma que se ha establecido una hipótesis de variación de los tipos de interés con respecto al comportamiento esperado por el mercado, al que se le suma un spread fijo, que es el usual en este tipo de operaciones. En el escenario estresado, podremos modificar ese spread, que al resultar en un estudio en el corto plazo, puede considerarse como una variación en los tipos de interés, en el sentido más estresante para el momento de estudio.

Con todo ello, para el escenario de cálculo resumiremos el escenario del siguiente modo:

VARIABLES		Escenario definido
Vida útil		25 años
Inversión Inicial		99.032.942,40 €
Inversión Inicial (activos)		95.486.000,00 €
Producción		189.287 MWh/año
IPR		1,93%
IPC		Variable (desde 0,3% a 1,93%)
Ingresos		Producción media de 189.287 MWh, a precio de medio de mercado incrementado con el IPC.
Costes O&M		15€/MWh producido
Seguros		1% s/MAX(pte amortizar; coste desmantelamiento anual)
Coste desmantelamiento		10% de la inversión inicial

Gastos generales	2%
Amortizaciones	Amortización al máximo porcentaje permitido por ley.
Gastos financiación	EONIA + Spread 250 p.b.
Impuesto Sociedades	25%
RCSD	min 1,15

Tabla 16 - Datos del escenario de cálculo

7.2. ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL ESCENARIO DE CÁLCULO

De cara a analizar la viabilidad del proyecto en el escenario de cálculo, en primer lugar, veremos la cuenta de resultados y con ella, estudiaremos el Cash Flow esperado, ya que es una de las principales variables a la hora de calcular la viabilidad del proyecto y, además, es un indicador fundamental a la hora de saber si se podrá hacer frente a todos los pagos necesarios durante la vida del proyecto y, en definitiva, la solvencia. Además, en función de ello, también nos servirá para determinar si con la inversión inicial es suficiente, o si, por el contrario, es necesario incrementar dicha inversión para dar solvencia durante el primer período de vida del mismo, con lo que sería necesario recalcular los parámetros que tenemos identificados hasta el momento.

7.2.1. CUENTA DE RESULTADOS

A través de la cuenta de resultados, estamos en disposición de calcular las pérdidas o beneficios del proyecto y de analizar de forma detallada y estructurada la forma en que se generan los ingresos y los costes a los que hay que hacer frente durante toda la vida útil del proyecto, o incluso segmentada durante períodos de tiempo determinados.

La cuenta de resultados queda conformada de la siguiente forma:

+Ingresos
- Costes directos
MARGEN BRUTO
- Gastos generales
EBITDA
+Ingresos extraordinarios
- Gastos extraordinarios
- Amortizaciones
RESULTADO ORDINARIO
+ Ingresos financieros
- Gastos financieros
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)
- Impuestos sociedades
BENEFICIO NETO O RESULTADO DEL EJERCICIO

A la vista de los resultados planteados, el proyecto genera pérdidas hasta el año 16, a partir del cual, comienza a generar ingresos que llegan hasta los 5,5 millones de euros en el último año de vida útil del proyecto. Por otra parte, el Resultado Ordinario, es negativo durante los 13 primeros años, es decir, el resultado del ejercicio antes del pago de impuestos. De ello también deducimos que, durante 3 años, el beneficio neto o resultado del ejercicio, es negativo debido al pago de impuestos.

Durante estos 13 primeros años, no se realizarán pagos de impuestos de sociedades (situado en el 25% sobre la Base Imponible -Resultado Ordinario-). Además de ello, los últimos 4 años antes de tener una base imponible positiva, podremos reducir o compensar el impuesto de sociedades con el 60% de esas pérdidas ocasionadas durante los siguientes ejercicios con base imponible positiva, sin la limitación de 1.000.000€ al tratarse de una sociedad de nueva creación, ya que se realizará una sociedad vehículo para llevar a cabo el proyecto.

Se incluye a continuación la cuenta de resultados obtenida a lo largo de la vida útil del proyecto. Por otra parte, en el Anexo II se incluirá mayor detalle de esta cuenta de resultados en la que podrá apreciarse el efecto de las compensaciones en el impuesto de sociedades comentadas.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Ingresos	8.724.237,83 €	8.750.410,54 €	8.807.288,21 €	8.899.764,74 €	9.015.461,68 €	9.159.709,07 €	9.339.239,36 €	9.522.288,46 €	9.708.925,31 €
Costes Explotación	4.106.909,82 €	4.067.065,07 €	4.032.597,49 €	4.004.423,67 €	3.980.584,62 €	3.962.013,82 €	3.949.870,75 €	3.938.882,22 €	3.929.070,70 €
Operación y mantenimiento	2.839.305,00 €	2.870.963,25 €	2.907.998,68 €	2.951.327,86 €	2.998.991,80 €	3.051.924,01 €	3.111.283,93 €	3.171.798,40 €	3.233.489,88 €
Seguros	883.357,00 €	811.854,00 €	740.351,00 €	668.848,00 €	597.345,00 €	525.842,00 €	454.339,00 €	382.836,00 €	311.333,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	4.617.328,01 €	4.683.345,48 €	4.774.690,72 €	4.895.341,06 €	5.034.877,06 €	5.197.695,24 €	5.389.368,62 €	5.583.406,24 €	5.779.854,61 €
Gastos Generales	174.484,76 €	175.008,21 €	176.145,76 €	177.995,29 €	180.309,23 €	183.194,18 €	186.784,79 €	190.445,77 €	194.178,51 €
EBITDA	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €
Amortizaciones	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €
Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €
Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	- 2.707.456,74 € -	- 2.641.962,73 € -	- 2.551.755,05 € -	- 2.432.954,23 € -	- 2.295.732,17 € -	- 2.135.798,94 € -	- 1.947.716,17 € -	- 1.757.339,53 € -	- 1.564.623,89 € -
Gastos financieros	3.875.159,04 €	3.833.229,61 €	3.802.079,56 €	3.781.900,79 €	3.768.143,04 €	3.755.859,37 €	3.741.201,66 €	3.721.681,41 €	3.695.967,72 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	- 6.582.615,78 € -	- 6.475.192,35 € -	- 6.353.834,60 € -	- 6.214.855,02 € -	- 6.063.875,21 € -	- 5.891.658,30 € -	- 5.688.917,83 € -	- 5.479.020,94 € -	- 5.260.591,62 € -
Impuesto de sociedades	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
BENEFICIO NETO	- 6.582.615,78 € -	- 6.475.192,35 € -	- 6.353.834,60 € -	- 6.214.855,02 € -	- 6.063.875,21 € -	- 5.891.658,30 € -	- 5.688.917,83 € -	- 5.479.020,94 € -	- 5.260.591,62 € -
Cash Flow Libre del Proyecto	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	567.684,22 €	675.107,65 €	796.465,40 €	935.444,98 €	1.086.424,79 €	1.258.641,70 €	1.461.382,17 €	1.671.279,06 €	1.889.708,38 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €

		Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
Ingresos		9.899.220,25 €	10.093.244,96 €	10.291.072,56 €	10.492.777,59 €	10.698.436,03 €	10.908.125,37 €	11.121.924,63 €	11.339.914,35 €	11.562.176,67 €
Costes Explotación		3.920.459,08 €	3.913.070,69 €	3.906.929,34 €	3.933.739,26 €	3.993.525,20 €	4.054.632,36 €	4.117.086,43 €	4.180.913,62 €	4.246.140,62 €
	Operación y mantenimiento	3.296.381,26 €	3.360.495,87 €	3.425.857,52 €	3.492.490,45 €	3.560.419,39 €	3.629.669,54 €	3.700.266,62 €	3.772.236,80 €	3.845.606,81 €
	Seguros	239.830,00 €	168.327,00 €	96.824,00 €	57.001,00 €	48.858,00 €	40.715,00 €	32.572,00 €	24.429,00 €	16.286,00 €
	Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO		5.978.761,17 €	6.180.174,27 €	6.384.143,23 €	6.559.038,32 €	6.704.910,82 €	6.853.493,01 €	7.004.838,20 €	7.159.000,73 €	7.316.036,05 €
Gastos Generales		197.984,40 €	201.864,90 €	205.821,45 €	209.855,55 €	213.968,72 €	218.162,51 €	222.438,49 €	226.798,29 €	231.243,53 €
EBITDA		5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,10 €	6.635.330,51 €	6.782.399,70 €	6.932.202,45 €	7.084.792,52 €
Amortizaciones		7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	3.118.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €
	Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	2.208.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	96.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
	Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
	Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	-	1.369.523,23 €	1.171.990,63 €	971.978,22 €	3.230.882,77 €	5.676.642,10 €	5.821.030,51 €	5.968.099,70 €	6.117.902,45 €	6.270.492,52 €
Gastos financieros		3.663.573,71 €	3.624.563,63 €	3.579.324,64 €	3.528.406,56 €	3.472.418,96 €	3.411.966,89 €	3.347.616,37 €	3.279.877,80 €	3.209.200,89 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-	5.033.096,95 €	4.796.554,25 €	4.551.302,87 €	297.523,79 €	2.204.223,14 €	2.409.063,61 €	2.620.483,34 €	2.838.024,65 €	3.061.291,62 €
Impuesto de sociedades	- €	- €	- €	- €	- €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
BENEFICIO NETO	-	5.033.096,95 €	4.796.554,25 €	4.551.302,87 €	297.523,79 €	2.204.223,15 €	2.409.063,61 €	2.620.483,33 €	2.838.024,65 €	3.061.291,63 €
Cash Flow Libre del Proyecto		5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,11 €	6.635.330,50 €	6.782.399,70 €	6.932.202,44 €	7.084.792,52 €
Cash Flow Libre de los Accionistas		2.117.203,05 €	2.353.745,75 €	2.598.997,13 €	2.820.776,21 €	3.018.523,15 €	3.223.363,61 €	3.434.783,33 €	3.652.324,65 €	3.875.591,63 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda		5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,11 €	6.635.330,50 €	6.782.399,70 €	6.932.202,44 €	7.084.792,52 €

	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	11.788.795,34 €	12.019.855,73 €	12.255.444,90 €	12.495.651,62 €	12.740.566,39 €	12.990.281,49 €	13.244.891,01 €
Costes Explotación	4.308.494,16 €	4.384.746,01 €	4.462.480,96 €	4.541.727,86 €	4.622.516,11 €	4.704.875,70 €	4.788.837,17 €
Operación y mantenimiento	3.920.403,86 €	3.996.655,72 €	4.074.390,67 €	4.153.637,57 €	4.234.425,82 €	4.316.785,40 €	4.400.746,88 €
Seguros	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	7.480.301,18 €	7.635.109,72 €	7.792.963,93 €	7.953.923,76 €	8.118.050,28 €	8.285.405,80 €	8.456.053,84 €
Gastos Generales	235.775,91 €	240.397,11 €	245.108,90 €	249.913,03 €	254.811,33 €	259.805,63 €	264.897,82 €
EBITDA	7.244.525,28 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Amortizaciones	52.800,00 €	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RESULTADO ORDINARIO	7.191.725,28 €	7.341.912,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Gastos financieros	3.135.975,79 €	3.060.537,95 €	2.983.174,16 €	2.904.128,58 €	2.823.609,30 €	2.741.793,58 €	2.658.832,75 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	4.055.749,48 €	4.281.374,65 €	4.564.680,87 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.283.806,59 €	5.532.323,27 €
Impuesto de sociedades	0,00 €	0,00 € -	0,00 € -	0,00 €	0,00 €	222.558,32 €	1.383.080,82 €
BENEFICIO NETO	4.055.749,48 €	4.281.374,65 €	4.564.680,88 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.061.248,27 €	4.149.242,45 €
Cash Flow Libre del Proyecto	7.244.525,27 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,73 €	7.863.238,95 €	7.803.041,85 €	6.808.075,20 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	4.108.549,48 €	4.334.174,65 €	4.564.680,88 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.061.248,27 €	4.149.242,45 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	7.244.525,27 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,73 €	7.863.238,95 €	7.803.041,85 €	6.808.075,20 €

7.2.2. CASH FLOW

Si bien, la cuenta de resultados nos ofrece una visión de resultados para la recuperación de la inversión realizada y de los beneficios que podemos obtener a través de todo el capital invertido y teniendo en cuenta todas las operaciones realizadas a lo largo de la vida útil del proyecto. Sin embargo, esto no ofrece la “visión más realista”, y por ello recurriremos al estudio de los Cash Flow, a través de los cuales veremos si los flujos monetarios producidos son suficientes para hacer frente a los distintos pagos, y si se dispone de la liquidez necesaria para asegurarnos una debida solvencia y un correcto funcionamiento operativo del proyecto a desarrollar. Para ello, veremos a continuación diferentes modalidades de Cash Flow que nos servirán para estudiar distintos aspectos en este sentido.

A nivel financiero, el cash Flow refleja los fondos que han sido generados por la actividad llevada a cabo, independientemente del criterio contable empleado, mostrando los ingresos menos los gastos que constituyen un desembolso efectivo para la sociedad del proyecto.

7.2.2.1. CASH FLOW LIBRE DEL PROYECTO

El cálculo del Cash Flow Libre del Proyecto se realiza de la siguiente forma:

BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)
- Impuestos sociedades
+ Amortizaciones
CASH FLOW LIBRE DEL PROYECTO

Es decir, se obtienen los resultados del Beneficio Neto de cada ejercicio y se le suman las amortizaciones, ya que la amortización es un flujo entrante que se “reserva”, pero que en realidad se encuentra disponible para hacer frente a los pagos necesarios, por lo que se trata de liquidez que se encuentra en disposición de uso para hacer frente a los pagos necesarios.

En este caso, no se restan al beneficio antes de impuestos inversiones en activos fijos ni en capital circulante, ya que no se estima que se realicen dichas inversiones adicionales en ningún ejercicio, ya que como veremos a continuación los flujos de

caja libres del proyecto son positivos en todos los ejercicios para este escenario de cálculo:

Año 1	4.442.843,26 €	Año 14	6.490.942,11 €
Año 2	4.508.337,27 €	Año 15	6.635.330,50 €
Año 3	4.598.544,95 €	Año 16	6.782.399,70 €
Año 4	4.717.345,77 €	Año 17	6.932.202,44 €
Año 5	4.854.567,83 €	Año 18	7.084.792,52 €
Año 6	5.014.501,06 €	Año 19	7.244.525,27 €
Año 7	5.202.583,83 €	Año 20	7.394.712,60 €
Año 8	5.392.960,47 €	Año 21	7.547.855,04 €
Año 9	5.585.676,11 €	Año 22	7.704.010,73 €
Año 10	5.780.776,77 €	Año 23	7.863.238,95 €
Año 11	5.978.309,37 €	Año 24	7.803.041,85 €
Año 12	6.178.321,78 €	Año 25	6.808.075,20 €
Año 13	6.349.182,77 €		

Tabla 17 - Resultados Cash Flow Libre del Proyecto

Con el Cash Flow Libre del Proyecto, vemos el remanente de caja que queda disponible una vez satisfechos todos los gastos que se derivan de la operación del parque de generación y de la devolución de la deuda contraída en la cuantía correspondiente al ejercicio analizado. A la vista de los resultados, no se plantean problemas de liquidez ni será necesario recurrir a la captación de deuda de forma extraordinaria para hacer frente a pagos que no puedan ser satisfechos con el propio remanente generado por el normal funcionamiento del parque eólico.

7.2.2.2. CASH FLOW LIBRE PARA EL ACCIONISTA

Se refiere al flujo monetario que la sociedad de proyecto tendrá disponible para retribuir a los accionistas que han contribuido a los fondos propios. En esta variante de flujo de caja, sí se considera la estructura financiera y dependerá la cuantía del mismo del nivel de endeudamiento adquirido. Por ello, podemos resumirlo como el flujo monetario resultante después de cubrir las necesidades de inversión y de haber hecho frente a la devolución de la deuda adquirida correspondiente al ejercicio de estudio (principal más intereses).

A la hora de tener en cuenta estos flujos de caja para estudiar la viabilidad del proyecto de cara a los accionistas, la tasa que debemos emplear para descontar estos flujos de caja se corresponderá con el WACC.

BENEFICIO NETO
+ Amortizaciones
-Inversiones en activos circulantes
-Inversiones en capital circulante
-Amortización de deuda neta
+Captación de deuda neta
CASH FLOW LIBRE PARA EL ACCIONISTA

En nuestro caso, a priori, como vimos en apartados anteriores, no se recurrirá a la captación de deuda externa, por lo que, salvo la inclusión de las Amortizaciones sobre el Beneficio Neto, no se tendrán en cuenta el resto de líneas que han de contemplarse para el cálculo, puesto que su cuantía será cero en todos los casos.

Indicamos a continuación los Cash Flow Libres para el Accionista resultantes de caso de estudio:

Año 1	567.684,22 €	Año 14	3.018.523,15 €
Año 2	675.107,65 €	Año 15	3.223.363,61 €
Año 3	796.465,40 €	Año 16	3.434.783,33 €
Año 4	935.444,98 €	Año 17	3.652.324,65 €
Año 5	1.086.424,79 €	Año 18	3.875.591,63 €
Año 6	1.258.641,70 €	Año 19	4.108.549,48 €
Año 7	1.461.382,17 €	Año 20	4.334.174,65 €
Año 8	1.671.279,06 €	Año 21	4.564.680,88 €
Año 9	1.889.708,38 €	Año 22	4.799.882,15 €
Año 10	2.117.203,05 €	Año 23	5.039.629,65 €
Año 11	2.353.745,75 €	Año 24	5.061.248,27 €
Año 12	2.598.997,13 €	Año 25	4.149.242,45 €
Año 13	2.820.776,21 €		

Tabla 18 - Resultados Cash Flow Libre para el Accionista

7.2.2.3. CASH FLOW LIBRE PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

Esta variante del Cash Flow es la que se tendrá en cuenta por parte del departamento de Project Finance de la entidad o entidades (en el caso de un préstamo sindicado) a la hora de analizar la viabilidad de la financiación, así como para el establecimiento del precio de la deuda.

Como el propio nombre indica, esta variante del Cash Flow determina el remanente de caja disponible para hacer frente a la deuda contraída durante el ejercicio de estudio, por ello, este Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda es el que se utilizará para el cálculo del Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda (RSCD), que mide la capacidad de la sociedad de proyecto para generar el suficiente flujo de caja que permita devolver la deuda comprometida.

El RSCD debe tener un valor superior a 1. El valor 1, indica que los flujos de caja libres generados son suficientes para hacer frente a la deuda adquirida, sin embargo, por motivos de seguridad, el valor de este ratio ha de ser superior a 1, ofreciendo así una garantía o colchón suficiente para hacer frente al pago de la deuda ante posibles situaciones de estrés, imprevistos surgidos durante la vida útil del proyecto, o situaciones no previstas en la fase de diseño del proyecto.

El Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda se calcula:

EBITDA
-Impuestos pagados
-Inversiones en activos fijos
-Inversiones en capital circulante
+/- Dotaciones
+ Ingresos financieros
CASH FLOW LIBRE PARA EL SERVICIO DE LA DEUDA

Los flujos de caja libre para el servicio de la deuda estimados para la situación de cálculo son los siguientes:

Año 1	4.442.843,26 €	Año 14	6.490.942,11 €
Año 2	4.508.337,27 €	Año 15	6.635.330,50 €
Año 3	4.598.544,95 €	Año 16	6.782.399,70 €
Año 4	4.717.345,77 €	Año 17	6.932.202,44 €
Año 5	4.854.567,83 €	Año 18	7.084.792,52 €
Año 6	5.014.501,06 €	Año 19	7.244.525,27 €
Año 7	5.202.583,83 €	Año 20	7.394.712,60 €
Año 8	5.392.960,47 €	Año 21	7.547.855,04 €
Año 9	5.585.676,11 €	Año 22	7.704.010,73 €
Año 10	5.780.776,77 €	Año 23	7.863.238,95 €
Año 11	5.978.309,37 €	Año 24	7.803.041,85 €
Año 12	6.178.321,78 €	Año 25	6.808.075,20 €
Año 13	6.349.182,77 €		

Tabla 19 - Resultados Cash Flow Libre al servicio de la Deuda

Como podemos ver, al no ser necesario recurrir a otras inversiones, los flujos de caja del proyecto, coinciden con los flujos de caja libres para el servicio de la deuda.

Por otra parte, de estos flujos de caja obtenidos para la situación de cálculo, obtenemos los siguientes valores del RSCD:

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
RSCD	1,15	1,18	1,21	1,25	1,29	1,34	1,39	1,45	1,51	1,58	1,65	1,73	1,8	1,71	1,77	1,83	1,9	1,97	1,99	2,07	2,15	2,24	2,34	2,45	2,56

Tabla 20 - Resultados RSCD para el caso de estudio

7.2.3. VIABILIDAD DEL PROYECTO PARA EL ESCENARIO DE CÁLCULO

Para determinar esta viabilidad nos ayudaremos de los parámetros y conceptos que se detallan a continuación.

7.2.3.1. VAN. DEFINICIÓN Y CONCEPTO

Una vez determinados los flujos de caja, nos encontramos en disposición de analizar la viabilidad del proyecto, para lo que utilizaremos el VAN.

El VAN es una herramienta de evaluación económica cuya función es actualizar al valor presente los futuros flujos de caja que vaya a generar el proyecto,

descontándolos a un tipo de interés concreto, denominado tasa de descuento, con el fin de comparar el resultado con el importe de la inversión inicial.

Se puede entender el VAN como la diferencia entre el sumatorio de todos los flujos de caja que serán percibidos a lo largo de la vida de la inversión, actualizados al momento inicial, y el capital invertido inicialmente. Por tanto, el VAN es un criterio dinámico que ofrece la posibilidad de medir la rentabilidad de una inversión en unidades monetarias.

La expresión para el cálculo del VAN, es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

- I_0 es la inversión inicial del proyecto en euros.
- F_t es el flujo de caja durante el período t en euros.
- K es la tasa de interés o tasa de descuento
- n es el número de años de vida útil del proyecto.

Para tomar la decisión de acometer la realización del proyecto, el valor del VAN ha de ser superior a 0 ($VAN > 0$). Un resultado igual a 0 del VAN ($VAN = 0$) nos indica que la rentabilidad del proyecto es la misma que la que se obtendría si los fondos invertidos en este proyecto se invirtiesen en el mercado con un tipo de interés equivalente a la tasa de descuento empleada, lo que a priori, también desaconsejaría la inversión, puesto que, en la inversión a los tipos de interés del mercado, asumiremos con mayor probabilidad un menor riesgo a la hora de recuperar el capital invertido.

7.2.3.2. TIR. DEFINICIÓN Y CONCEPTO

Por otra parte, también atenderemos y analizaremos la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es el parámetro que permite obtener la rentabilidad relativa del proyecto, es decir, nos da información acerca del rendimiento de la inversión en porcentaje sobre el capital invertido; por lo que se puede definir como la tasa de descuento que anula el sumatorio de los flujos de caja generados por el proyecto y actualizados con la inversión inicial.

De ese modo, representa el tipo de interés compuesto que se percibirá durante la vida útil del proyecto por la inmovilización del capital invertido o expresado de otra forma, indica a qué interés se ve remunerado el capital inmovilizado.

Por otra parte, el valor de la TIR coincide con la máxima rentabilidad que puede esperarse del proyecto para las hipótesis de cálculo proyectadas.

La expresión que define la TIR es:

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t}$$

Donde:

- I_0 es la inversión inicial del proyecto en euros.
- F_t es el flujo de caja durante el período en euros.
- n es el número de años de vida útil del proyecto.

7.2.3.3. PAY BACK. DEFINICIÓN Y CONCEPTO

El Pay Back o Período de Recuperación es el período de tiempo que ha de transcurrir para recuperar la inversión inicial realizada. Por ello, el punto de equilibrio en el cual el balance será positivo, será el año en el que la suma de los flujos de caja anteriores acumulados supere en cuantía a la inversión inicial realizada.

Se puede considerar el Pay Back como un indicador del riesgo que se asume con el proyecto, debido a que cuanto mayor sea el período de tiempo que transcurra para recuperar la inversión inicial, mayor será el riesgo de que el proyecto fracase debido a factores no previsibles en el momento en que se realizó la inversión, por ello, cuanto menor sea el valor del Pay Back obtenido, más atractivo resultará el proyecto.

Obviamente, no se deberá aceptar un valor de Pay Back superior a la vida útil del proyecto, ya que ese escenario implica que el proyecto no es viable económicamente.

7.2.3.4. VIABILIDAD DEL PROYECTO

Para analizar la viabilidad general del proyecto, calcularemos el VAN, TIR y el Pay Back, mediante los flujos de caja libre de proyecto obtenidos y aplicando como tasa de descuento los tipos de interés esperados por el conjunto de mercado y obtenidos de la curva de tipos de interés publicada por el BCE.

Los resultados obtenidos para el proyecto bajo el escenario de cálculo:

VAN proyecto	42.989.247,11 €
TIR proyecto	2,82 %
Pay-Back proyecto	19 años

El VAN es positivo, ofreciendo una rentabilidad media anual de en torno al 3%, por lo que la viabilidad del proyecto bajo el escenario de cálculo se encuentra justificada y sería recomendable acomete la inversión.

7.2.3.5. VIABILIDAD Y RENTABILIDAD PARA EL ACCIONISTA

En este caso, estudiaremos la viabilidad y la rentabilidad del proyecto para los potenciales accionistas, de forma que estudiemos el atractivo de la inversión para aquellos potenciales accionistas que pudieran estar dispuestos a aportar el capital necesario para llevar a cabo el proyecto. Para ello, igualmente calcularemos el VAN, TIR y el Pay Back mediante los Flujos de Caja Libre para el Accionista (Cash Flow Libre para el Accionista) y aplicando como tasa de descuento el WACC calculado, que es función del coste del capital y del coste de la deuda estimado para el proyecto, en función de la situación actual del mercado y de la situación actual del sector en que se enmarca este proyecto.

Para ello, también tomaremos como inversión inicial (I₀), la aportación de capital realizada por éstos, y no la inversión inicial total a realizar para llevar a cabo el proyecto, ya que la rentabilidad del proyecto ha de medirse con respecto al capital inicial aportado.

VAN accionista	12.750.032,32 €
TIR accionista	2,06 %
Pay-Back accionista	21 años

A la vista de los resultados obtenidos, podemos confirmar la viabilidad del proyecto, siendo perfectamente asumible y con una rentabilidad media de en torno al 2% anual, teniendo una recuperación del capital invertido a partir del año 21. Si bien, de cara al potencial inversor, la inversión no ofrece especial atractivo, ya que la media de rentabilidad se encuentra 92 puntos básicos por debajo de la rentabilidad media esperada para las inversiones en el sector y dada la situación actual del mercado.

7.3. ESCENARIO DE ESTRÉS

7.3.1. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE ESTRÉS A ESTUDIAR

Anteriormente hemos estudiado la viabilidad del proyecto en el largo plazo, donde salvo situaciones extraordinarias, lo normal es que el comportamiento global del proyecto sea la reversión a la media, de forma que, a pesar de las inevitables variaciones que se puedan producir en el corto plazo, las variaciones de un ejercicio se neteen con variaciones en el sentido contrario en otros ejercicios distintos, de forma en términos generales, el escenario global de viabilidad quede recogido en los términos expresados en los apartados anteriores con un resultado de viabilidad positivo que justifica la realización del proyecto.

Sin embargo, en este apartado, recogeremos esas variaciones que se producen en el corto y que son impredecibles, por lo que estresaremos el escenario del ejercicio más desfavorable de cara a estudiar si el proyecto por sí mismo sería autosuficiente y podría soportar este escenario de estrés, no generando situaciones de insolvencia que hicieran necesario recurrir a elementos extraordinarios de financiación o a las herramientas de distinta índole que pudieran ser necesarias para tratar de superar posibles escenarios de insolvencia; e incluso, tratar de estudiar si esta situación podría dar al traste con la viabilidad del conjunto del proyecto.

Para ello estudiaremos el ejercicio más desfavorable y estresaremos las variables que podrían ser objeto de afección de causas impredecibles en cuándo pueden producirse, pero que son previsibles en el hecho de que en algún momento puedan producirse.

Las variables a tener en cuenta serán:

- **Ejercicio de estudio:** para ello, seleccionaremos el más desfavorable, siendo, en este caso el año 1, ya que es el año en que los flujos de caja generados por el proyecto son los menores de toda la vida del proyecto, por lo que en ese año tenemos el menor músculo de liquidez para hacer frente a posibles imprevistos. También, durante este primer año de vida, es cuando se produce el mayor gasto financiero, ya que se encuentra todo el capital pendiente de amortización y el volumen de los intereses es el mayor con las hipótesis de tipos planteada.
- **Ingresos:** Seleccionaremos la menor tasa de ingresos, de forma que cogeremos el año de menor recurso eólico del histórico de los últimos 50 años estudiado en la zona de proyecto. La segunda variable que influye en los ingresos es el precio. Al estar sometido el precio a las leyes de mercado, la teoría sería que a menor cantidad de recurso eólico disponible para generar energía, los precios se incrementarían, por lo que, a priori, se compensaría una variable con otra, sin embargo, utilizaremos el precio del escenario de cálculo proyectado para el año 1, ya que en este año, no se habrá producido la sustitución esperada de medios de producción no renovables por medios de producción renovables, de ese modo, no estimaremos un incremento de precios, sino que mantendremos el precio de la media estimada, de forma que se penalizará esta variable de ingresos. Esta disminución también puede ser motivada por una no operatividad de algún molino por fallos durante el primer período de vida, donde la probabilidad de fallos es mayor.
- **Costes de explotación:** Consideraremos un incremento en los costes de mantenimiento y operación del 5% respecto del estimado, por posibles incrementos de costes por fallos iniciales del proyecto, ya que, durante los primeros años de vida, la probabilidad de fallos en la maquinaria es más elevada. Estimamos este valor, debido a que los fallos durante el primer año de vida estarán normalmente recogidos por la garantía del producto.
- **Gastos generales:** Los gastos generales están estimados en un 2% sobre los ingresos producidos, sin embargo, para esta situación de estrés, se mantendrá este valor del 2% respecto de los ingresos iniciales estimados, no disminuyéndose por el descenso de ingresos producidos por el menor valor de la generación estimada para este período de tiempo.

- **Gastos financieros:** Consideraremos un incremento de 5 p.b. (puntos básicos -0,05%) del coste de la deuda, por posibles condiciones del primer año al tener un RSCD inferior al 1,2; o por un incremento del EONIA durante ese período de tiempo.

7.3.2. ESCENARIOS DE ESTRÉS

7.3.2.1. ESCENARIO DE ESTRÉS DE MÍNIMA PRODUCCIÓN EN EL PERÍODO MÁS DESFAVORABLE

Una vez definida la situación de estrés que aplicaremos, los parámetros a introducir para su cálculo serán:

VARIABLES	Escenario definido
Ejercicio de estudio	Año 1 de explotación
Ingresos	6.688.027,72 €
Producción	145.108 MWh (producción mínima correspondiente al año 1973)
Precio MWh	46,09 €
Costes de explotación	Incremento del 5% (2.285.451,00 € ; 15,75 €/MWh producido)
Gastos generales	2% s/ingresos iniciales (174.484,75 €)
Gastos financieros	Incremento de 5 p.b. (3.907.344,74 €)

Tabla 21 - Variables del escenario de estrés

Con este planteamiento obtenemos:

Cash Flow Libre del Proyecto	2.406.633,15 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	-1.500.711,60 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	2.406.633,15 €

Como podemos observar, bajo este escenario pesimista, ante la concurrencia de los eventos más desfavorables durante el período más desfavorable, tendríamos insolvencias con la inversión inicial planteada, ya que tendríamos un flujo de caja de 2,4 millones de euros para hacer frente a la deuda y, sin embargo, dicha deuda asciende durante este primer año de vida del proyecto a 3,9 millones de euros, lo que supondría una insolvencia de alrededor de 1,5 millones de euros.

Para ello, deberíamos considerar ampliar la captación de fondos propios en este valor alrededor de 1,5 millones de euros, lo que supondría una captación de capital de inversores de 36.162.241,44 €, que reduciría la rentabilidad para el inversor al

1,77% anual, 1,21% (121 p.b.) por debajo del 2,98% que el conjunto del mercado esperaría como rentabilidad para este tipo de inversiones. Por otra parte, en caso de no producirse este escenario de estrés, podría devolverse este exceso de capital a los inversores progresivamente en las cuantías en que se vaya reduciendo este riesgo de insolvencia, que, por una parte, no mermaría tanto la rentabilidad para el inversor, pero seguiría mermándola al perder éste el coste de oportunidad de inversión en otros activos, al no producir este capital adicional ninguna rentabilidad en el proyecto.

Otra posible solución, de darse esta situación de estrés, podría ser negociar un primer año de carencia para la devolución de la deuda, no siendo necesario este volumen extra de fondos propios.

7.3.2.2. ESCENARIO DE ESTRÉS CON PERÍODO DE CARENCIA

Al hilo de lo observado y vista la opción del año de carencia de la deuda, vamos a estudiar, la posible aportación de capital extraordinaria necesaria, en caso de producirse un escenario de estrés tras este período de carencia.

Para ello, supondremos el mismo escenario de estrés descrito en este apartado, pero considerando el año inicial de carencia y que la mínima producción se produce en el año 2, que sería el siguiente escenario más desfavorable.

En este escenario obtendríamos durante el primer año un Cash Flow de 4,4 millones de euros. Al año siguiente, con el escenario pesimista definido, tendríamos un Cash Flow al servicio de la deuda de 3.026.048€ y unos gastos financieros de 4.025.133,25€, por lo podríamos hacer frente a la deuda con el flujo de caja generado durante los años 1 y 2 de explotación. Por lo que, a priori, no se generarían insolvencias ni sería necesaria la aportación de capital extraordinario. Incluso, tendríamos un remanente de caja de 3,3 millones que se podrían repartir en forma de dividendos, generando rentabilidad al inversor, minimizando las pérdidas por coste de oportunidad.

En este escenario, el inversor obtendría una rentabilidad máxima del 2,08%. En este punto, es importante comentar que se trata de un valor teórico, ya que como vemos sale un valor 2 p.b. por encima de la situación normal de proyecto, lo que a priori no parece lógico. Es debido a que el primer año, el flujo de caja es muy superior y se presupone que ese flujo de caja se reparte al accionista y éste puede reinvertirlo a los tipos considerados (WACC), lo cual, no es realista, pues como

hemos visto, parte de este remanente de caja no ha de ser repartido en su totalidad, si no que ha de reservarse para posibles escenarios desfavorables.

7.4. CONCLUSIONES DE LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

A la vista de los resultados del análisis de viabilidad del proyecto realizado, se puede confirmar que el proyecto es viable y, por ende, se recomienda llevar a cabo la ejecución del mismo.

Por otra parte, además de la viabilidad global del proyecto, hemos podido observar que el mismo se defiende por sí solo perfectamente ante situaciones de estrés en los peores períodos de ocurrencia posibles, no generando insolvencias. Para ello y en este sentido, es importante, a la hora de contraer la deuda a través de Project Finance, fijar una cláusula con posibilidad de período de carencia durante el primer año, para en el caso de darse una situación de estrés, no tener que recurrir a la captación de capital extraordinario durante la fase inicial y de ese modo, ofrecer al inversor la mayor rentabilidad posible.

También debe considerarse que, en caso de nutrir los fondos propios con capital externo, debe realizarse una labor de publicidad importante para captar el mismo, resaltando los beneficios de la inversión más allá del puramente económico y de rentabilidad para el accionista, ya que la máxima rentabilidad ofrecida al accionista para el escenario de cálculo se encuentra por debajo de la rentabilidad esperada por el mercado para el sector.

No obstante, y comentado todo lo anterior, queda perfectamente demostrada la viabilidad del proyecto.

8. COBERTURA DE LA VIABILIDAD MEDIANTE PRODUCTOS DERIVADOS

8.1. DEFINICIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS

Los productos derivados, son productos financieros que se negocian en mercados, regulados o no, cuyo precio depende de la evolución del precio del activo al que replican, generalmente denominado como subyacente. Del mismo modo, la liquidez del derivado vendrá determinada por la liquidez del subyacente.

Los principales derivados que se negocian en mercados son los futuros y las opciones, generando en este caso el futuro una obligación de compra o venta del subyacente y la opción, la opcionalidad de la ejecución del contrato, a cambio de una cuantía fija preestablecida, denominada prima, que se ejecuta en el caso de optarse por la no ejecución del contrato por la parte compradora.

Los futuros y las opciones que se negocian en los diferentes mercados internacionales, se cotizan sobre un variado número de activos subyacentes, como la renta variable con acciones, índices bursátiles; y en el caso de la renta fija, con activos del mercado monetario, renta fija privada, el Euribor que es a corto plazo, o los Credit Default Swap, que son una garantía en caso de quiebra ya que cubre el nominal. En nuestro caso, el subyacente al que harán referencia los productos derivados objeto de contratar será la electricidad generada y puesta a disposición del mercado eléctrico.

Por otra parte, cabe destacar que estos productos pueden negociarse en Mercados Organizados o No Organizados (OTC).

Los mercados organizados tienen como característica particular que son una empresa en sí misma, así las ventajas que ofrecen son la existencia de una cámara de compensación, quien garantiza el buen fin de la operación, lo que implica que se compra y se vende a la cámara, asumiendo unas comisiones. Hay que depositar unas garantías en todas las posiciones que estén expuestas a pérdidas ilimitadas, debiendo reponerlas siempre a su nivel, también hay una alta supervisión que garantiza la transparencia, se elimina el riesgo de contrapartida ya que se negocia con la cámara de compensación, tiene unas comisiones explícitas dado que son conocidas en el momento de contratación, cuanto con contratos estandarizados,

creados con antelación por la cámara de compensación y, por último, están dirigidos a todo tipo de clientes, ofreciendo la máxima liquidez y un bajo coste, lo que permite cambiar la posición.

En cuanto a los mercados no organizados (OTC – Over the counter-, por sus siglas en inglés), se caracterizan porque no hay cámara de compensación, no hay garantías directas, aunque sí colaterales exigidas por el intermediario, por lo que existe riesgo de contrapartida, que puede eliminarse al diversificar operando en varias entidades y no sólo en una. No existen comisiones explícitas, ya que van implícitas en la cotización propia, son contratos a medida en subyacente, plazo e importes, y existe discriminación de clientes, quedando reducido a clientes de banca privada, institucionales y entidades financieras, por lo que la liquidez en este tipo de mercados puede ser menor.

8.2. OPCIONES DE DERIVADOS PARA EL CASO DE ESTUDIO

Debido a que el mercado eléctrico se ha liberalizado, ha surgido la aparición de productos derivados cuyo subyacente es la entrega de energía eléctrica. Por ello, podemos hacer uso de esta variable para asegurar la inversión y la viabilidad de la planta de generación de estudio, pudiendo actuar en varias variables, tanto el precio de venta de la energía producida como el tipo de interés al que se encuentra sometida la financiación del proyecto mediante Project finance, pudiendo traducir la parte variable del índice de referencia en fija y teniendo en ese caso la certidumbre tanto del precio de venta como del gasto financiero a lo largo de la vida útil del proyecto, teniendo en cuenta, eso sí, el coste adicional que supone la contratación de estos productos y la pérdida de oportunidad en el caso de variaciones que benefician nuestra posición, por tanto, una vez en funcionamiento el proyecto y viendo la realidad que va surgiendo durante la vida del mismo, habría que estudiar la relación idónea entre coste de aseguramiento y coste de pérdida de oportunidad ante dicho aseguramiento.

En este caso, al ser productores de energía, venderemos ésta en el mercado OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Energía) o MEFF (Mercado Español de Futuros y Opciones), como mercados organizados, pudiendo hacerlo a precio de mercado, en el primero de los casos, o asegurando un precio de venta mediante la venta de derivados. Para este caso, que estamos planteando el aseguramiento de

la viabilidad del proyecto, nos plantearemos tan sólo la opción de acudir a mercados organizados, como son los anteriormente comentados.

Para el caso del mercado eléctrico, disponemos de dos opciones, los Futuros o los Swap, aunque en este caso no se trata de un Swap al uso de los que estamos acostumbrados en los mercados financieros, ya que en realidad actúa como un futuro, siendo la única diferencia entre ello la frecuencia de liquidación de las pérdidas y ganancias, que en el caso de los futuros se liquidan diariamente y en el caso de los swap se liquidan en un período determinado en función del swap contratado.

Por otra parte, en cuanto a la entrega del subyacente a la hora de contratar la tipología de derivado, el MEFF ofrece dos opciones:

- Carga base: en la que la entrega del subyacente (energía eléctrica generada y puesta al servicio del mercado) se hace a lo largo de todas las horas del día de los días contratados.
- Carga punta: en la que la entrega del subyacente se hace desde las 8:00h hasta las 19:59h de los días contratados, pudiendo ser sólo lunes, martes, miércoles, jueves y viernes.

El nominal del contrato se establece en MWh según la fórmula:

- $MWh * \text{Días del contrato} * \text{Horas del tipo de producto}$

8.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS DERIVADOS DISPONIBLES

Los períodos de entrega que ofrece MEFF en función de los diferentes contratos existentes son:

CONTRATO	PERIODO DE ENTREGA
Swap	Anual, Trimestral, Mensual, Semanal y Diario
Futuro	Anual, Trimestral, Mensual y Semanal

Ilustración 27 - Períodos de entrega por contrato (Fuente: MEFF)

El nominal de cada tipo de contrato (nos referimos como nominal al volumen de energía eléctrica a entregar por cada contrato negociado), en función del período que comprende el mismo y por cada contrato que se negocie será:

PLAZO DEL CONTRATO	PERIODO DE ENTREGA	DÍAS	NOMINAL (MWH)	NOMINAL MINI (MWH)
Semana	Completa - Sin cambio horario	7	168	16,8
	Completa - Marzo con cambio horario	7	167	16,7
	Completa - Octubre con cambio horario	7	169	16,9
	Fin de Semana - Sin cambio horario	2	48	4,8
	Fin de Semana - Marzo con cambio horario	2	47	4,7
	Fin de Semana - Octubre con cambio horario	2	49	4,9
Mes	Febrero	28	672	67,2
	Febrero (año bisiesto)	29	696	69,6
	Enero, Mayo, Julio, Agosto y Diciembre	31	744	74,4
	Abril, Junio, Septiembre y Noviembre	30	720	72,0
	Marzo	31	743	74,3
	Octubre	31	745	74,5
Trimestre	Primer	90	2.159	215,9
	Primer (año bisiesto)	91	2.183	218,3
	Segundo	91	2.184	218,4
	Tercero	92	2.208	220,8
	Cuarto	92	2.209	220,9
Año	Normal	365	8.760	876,0
	Bisiesto	366	8.784	878,4

Ilustración 28 - Nominal de cada contrato base (Fuente: MEFF)

Para el caso de los contratos de carga punta:

PLAZO DEL CONTRATO	PERIODO DE ENTREGA	DÍAS	NOMINAL (MWH)
Semana	Hábil	5	60

El nominal de los contratos punta mensual, trimestral y anual dependerá del número de días del periodo de entrega que no sean sábados y domingos.

Ilustración 29 - Nominal de cada contrato carga punta (Fuente: MEFF)

8.4. COSTES DE OPERACIÓN

Otra variable importante a tener en cuenta, son los costes de operación en el mercado, por lo que a la hora de vender derivados, habrá que tener en cuenta los costes asociados a la hora de realizar la contratación y evaluar si compensa la venta a los precios establecidos en función de la previsión del mercado.

Los costes establecidos por el MEFF son:



TARIFA GENERAL			TARIFA MIEMBRO	
	Tarifa por contrato	CAP (Volumen mensual > 2 TWh)		
Contratos Carga BASE o PUNTA:	0,01 Euros/MWh	0,005 Euros/MWh	Pertenencia al grupo de contratos de Derivados de Electricidad	1.500 Euros/trimestre
Contratos Mini (0.1 MW):	0,06 Euros/MWh	-		

Ilustración 30 - Costes operativos MEFF Commodities (Fuente: MEFF)

Como resumen, en el caso de operar en este mercado, tendremos un coste fijo trimestral de 1.500€ más un variable, que será de 1 céntimo de euro por cada MWh negociado o de 0,5 céntimos de euro por cada MWh negociado en el caso de que el volumen mensual negociado supere los 2 TWh. En nuestro caso concreto, dados los volúmenes de generación previstos nos situaríamos en la tarifa de 0,01 €/MWh.

8.5. ASEGURAMIENTO DE LA VIABILIDAD MEDIANTE LA CONTRATACIÓN DE PRODUCTOS DERIVADOS PARA EL CASO DE ESTUDIO

De cara a ver la aplicación para nuestro caso de estudio, vamos a obtener los últimos precios de cierre de negociación:

Cod.	Tipo	Clase	Periodo	Entrega	Fin Registro	Inicio Entrega	Fin Entrega	Multiplicador	Precio
SWBCW01E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 1-21	08/01/2021	09/01/2021	10/01/2021	48	73,47
SWBCW02E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 2-21	15/01/2021	16/01/2021	17/01/2021	48	66,12
SWBCW03E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 3-21	22/01/2021	23/01/2021	24/01/2021	48	28,11

SWBCW04E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 4-21	29/01/2021	30/01/2021	31/01/2021	48	2,8
SWBCW05E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 5-21	05/02/2021	06/02/2021	07/02/2021	48	24,3
SWBCW06E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 6-21	12/02/2021	13/02/2021	14/02/2021	48	25,14
SWBCW07E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 7-21	19/02/2021	20/02/2021	21/02/2021	48	3,93
SWBCW08E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 8-21	26/02/2021	27/02/2021	28/02/2021	48	23,89
SWBCW09E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 9-21	05/03/2021	06/03/2021	07/03/2021	48	46,06
SWBCW10E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 10- 21	12/03/2021	13/03/2021	14/03/2021	48	26,15
SWBCW11E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 11- 21	19/03/2021	20/03/2021	21/03/2021	48	26,23
SWBCW12E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 12- 21	26/03/2021	27/03/2021	28/03/2021	47	39,88
SWBCW13E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 13- 21	01/04/2021	03/04/2021	04/04/2021	48	31,46
SWBCW14E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 14- 21	09/04/2021	10/04/2021	11/04/2021	48	58,51
SWBCW15E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 15- 21	16/04/2021	17/04/2021	18/04/2021	48	64,36
SWBCW16E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 16- 21	23/04/2021	24/04/2021	25/04/2021	48	59,2
SWBCW17E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 17- 21	30/04/2021	01/05/2021	02/05/2021	48	60,38
SWBCW18E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 18- 21	07/05/2021	08/05/2021	09/05/2021	48	28,89
SWBCW19E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 19- 21	14/05/2021	15/05/2021	16/05/2021	48	34,9
SWBCW20E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 20- 21	21/05/2021	22/05/2021	23/05/2021	48	67,54
SWBCW21E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 21- 21	28/05/2021	29/05/2021	30/05/2021	48	76,85
SWBCW22E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 22- 21	04/06/2021	05/06/2021	06/06/2021	48	72,52
SWBCW23E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 23- 21	11/06/2021	12/06/2021	13/06/2021	48	78,4
SWBCW24E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 24- 21	18/06/2021	19/06/2021	20/06/2021	48	69,93
SWBCW25E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 25- 21	25/06/2021	26/06/2021	27/06/2021	48	67,03
SWBCW26E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 26- 21	02/07/2021	03/07/2021	04/07/2021	48	69,55
SWBCW27E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 27- 21	09/07/2021	10/07/2021	11/07/2021	48	69,55
SWBCW28E21	Base	Swap	Fin de Semana	W 28- 21	16/07/2021	17/07/2021	18/07/2021	48	69,15
SWBCW01K21	Base	Swap	Semanal	W 1-21	31/12/2020	04/01/2021	10/01/2021	168	75,55
SWPCW01B21	Punta	Swap	Semanal	W 1-21	31/12/2020	04/01/2021	08/01/2021	60	84,83
SWBCW02K21	Base	Swap	Semanal	W 2-21	08/01/2021	11/01/2021	17/01/2021	168	79,22
SWPCW02B21	Punta	Swap	Semanal	W 2-21	08/01/2021	11/01/2021	15/01/2021	60	92,99
SWBCW03K21	Base	Swap	Semanal	W 3-21	15/01/2021	18/01/2021	24/01/2021	168	50,01
SWPCW03B21	Punta	Swap	Semanal	W 3-21	15/01/2021	18/01/2021	22/01/2021	60	64,31
SWBCW04K21	Base	Swap	Semanal	W 4-21	22/01/2021	25/01/2021	31/01/2021	168	41,94
SWPCW04B21	Punta	Swap	Semanal	W 4-21	22/01/2021	25/01/2021	29/01/2021	60	64,9
SWBCW05K21	Base	Swap	Semanal	W 5-21	29/01/2021	01/02/2021	07/02/2021	168	32,33

SWPCW05B21	Punta	Swap	Semanal	W 5-21	29/01/2021	01/02/2021	05/02/2021	60	42,05
SWBCW06K21	Base	Swap	Semanal	W 6-21	05/02/2021	08/02/2021	14/02/2021	168	25,27
SWPCW06B21	Punta	Swap	Semanal	W 6-21	05/02/2021	08/02/2021	12/02/2021	60	29,46
SWBCW07K21	Base	Swap	Semanal	W 7-21	12/02/2021	15/02/2021	21/02/2021	168	21,01
SWPCW07B21	Punta	Swap	Semanal	W 7-21	12/02/2021	15/02/2021	19/02/2021	60	31,11
SWBCW08K21	Base	Swap	Semanal	W 8-21	19/02/2021	22/02/2021	28/02/2021	168	35,37
SWPCW08B21	Punta	Swap	Semanal	W 8-21	19/02/2021	22/02/2021	26/02/2021	60	41,87
SWBCW09K21	Base	Swap	Semanal	W 9-21	26/02/2021	01/03/2021	07/03/2021	168	49,74
SWPCW09B21	Punta	Swap	Semanal	W 9-21	26/02/2021	01/03/2021	05/03/2021	60	53,59
SWBCW10K21	Base	Swap	Semanal	W 10-21	05/03/2021	08/03/2021	14/03/2021	168	42,91
SWPCW10B21	Punta	Swap	Semanal	W 10-21	05/03/2021	08/03/2021	12/03/2021	60	51,92
SWBCW11K21	Base	Swap	Semanal	W 11-21	12/03/2021	15/03/2021	21/03/2021	168	30,62
SWPCW11B21	Punta	Swap	Semanal	W 11-21	12/03/2021	15/03/2021	19/03/2021	60	32,03
SWBCW12K21	Base	Swap	Semanal	W 12-21	19/03/2021	22/03/2021	28/03/2021	167	56,03
SWPCW12B21	Punta	Swap	Semanal	W 12-21	19/03/2021	22/03/2021	26/03/2021	60	62,44
SWBCW13K21	Base	Swap	Semanal	W 13-21	26/03/2021	29/03/2021	04/04/2021	168	45,77
SWPCW13B21	Punta	Swap	Semanal	W 13-21	26/03/2021	29/03/2021	02/04/2021	60	49,34
SWBCW14K21	Base	Swap	Semanal	W 14-21	01/04/2021	05/04/2021	11/04/2021	168	60,76
SWPCW14B21	Punta	Swap	Semanal	W 14-21	02/04/2021	05/04/2021	09/04/2021	60	61,06
SWBCW15K21	Base	Swap	Semanal	W 15-21	09/04/2021	12/04/2021	18/04/2021	168	68,33
SWPCW15B21	Punta	Swap	Semanal	W 15-21	09/04/2021	12/04/2021	16/04/2021	60	69,53
SWBCW16K21	Base	Swap	Semanal	W 16-21	16/04/2021	19/04/2021	25/04/2021	168	71,22
SWPCW16B21	Punta	Swap	Semanal	W 16-21	16/04/2021	19/04/2021	23/04/2021	60	74,39
SWBCW17K21	Base	Swap	Semanal	W 17-21	23/04/2021	26/04/2021	02/05/2021	168	71,86
SWPCW17B21	Punta	Swap	Semanal	W 17-21	23/04/2021	26/04/2021	30/04/2021	60	75,7
SWBCW18K21	Base	Swap	Semanal	W 18-21	30/04/2021	03/05/2021	09/05/2021	168	62,13
SWPCW18B21	Punta	Swap	Semanal	W 18-21	30/04/2021	03/05/2021	07/05/2021	60	74,44
SWBCW19K21	Base	Swap	Semanal	W 19-21	07/05/2021	10/05/2021	16/05/2021	168	52,5
SWPCW19B21	Punta	Swap	Semanal	W 19-21	07/05/2021	10/05/2021	14/05/2021	60	53,68
SWBCW20K21	Base	Swap	Semanal	W 20-21	14/05/2021	17/05/2021	23/05/2021	168	73,71
SWPCW20B21	Punta	Swap	Semanal	W 20-21	14/05/2021	17/05/2021	21/05/2021	60	74,15
SWBCW21K21	Base	Swap	Semanal	W 21-21	21/05/2021	24/05/2021	30/05/2021	168	79,09
SWPCW21B21	Punta	Swap	Semanal	W 21-21	21/05/2021	24/05/2021	28/05/2021	60	78,61
SWBCW22K21	Base	Swap	Semanal	W 22-21	28/05/2021	31/05/2021	06/06/2021	168	80,7

SWPCW22B21	Punta	Swap	Semanal	W 22-21	28/05/2021	31/05/2021	04/06/2021	60	82,52
SWBCW23K21	Base	Swap	Semanal	W 23-21	04/06/2021	07/06/2021	13/06/2021	168	80,9
SWPCW23B21	Punta	Swap	Semanal	W 23-21	04/06/2021	07/06/2021	11/06/2021	60	82,65
SWBCW24K21	Base	Swap	Semanal	W 24-21	11/06/2021	14/06/2021	20/06/2021	168	85,66
SWPCW24B21	Punta	Swap	Semanal	W 24-21	11/06/2021	14/06/2021	18/06/2021	60	91,32
SWBCW25K21	Base	Swap	Semanal	W 25-21	18/06/2021	21/06/2021	27/06/2021	168	81,19
SWPCW25B21	Punta	Swap	Semanal	W 25-21	18/06/2021	21/06/2021	25/06/2021	60	89,02
SWBCW26K21	Base	Swap	Semanal	W 26-21	25/06/2021	28/06/2021	04/07/2021	168	87,61
SWPCW26B21	Punta	Swap	Semanal	W 26-21	25/06/2021	28/06/2021	02/07/2021	60	99,98
SWBCW27K21	Base	Swap	Semanal	W 27-21	02/07/2021	05/07/2021	11/07/2021	168	87,61
SWPCW27B21	Punta	Swap	Semanal	W 27-21	02/07/2021	05/07/2021	09/07/2021	60	99,98
SWBCW28K21	Base	Swap	Semanal	W 28-21	09/07/2021	12/07/2021	18/07/2021	168	87,11
SWBCW29K21	Base	Swap	Semanal	W 29-21	16/07/2021	19/07/2021	25/07/2021	168	87,64
SWBCMJan21	Base	Swap	Mensual	ene-21	31/12/2020	01/01/2021	31/01/2021	744	60,17
SWPCMJan21	Punta	Swap	Mensual	ene-21	31/12/2020	01/01/2021	31/01/2021	252	75
SWBCMFeb21	Base	Swap	Mensual	feb-21	29/01/2021	01/02/2021	28/02/2021	672	28,49
SWPCMFeb21	Punta	Swap	Mensual	feb-21	29/01/2021	01/02/2021	28/02/2021	240	36,12
SWBCMMar21	Base	Swap	Mensual	mar-21	26/02/2021	01/03/2021	31/03/2021	743	45,45
SWPCMMar21	Punta	Swap	Mensual	mar-21	26/02/2021	01/03/2021	31/03/2021	276	49,97
SWBCMApr21	Base	Swap	Mensual	abr-21	31/03/2021	01/04/2021	30/04/2021	720	65,02
SWPCMApr21	Punta	Swap	Mensual	abr-21	31/03/2021	01/04/2021	30/04/2021	264	68,21
SWBCMMay21	Base	Swap	Mensual	may-21	30/04/2021	01/05/2021	31/05/2021	744	67,12
SWPCMMay21	Punta	Swap	Mensual	may-21	30/04/2021	01/05/2021	31/05/2021	252	71,03
SWBCMJun21	Base	Swap	Mensual	jun-21	31/05/2021	01/06/2021	30/06/2021	720	83,18
SWPCMJun21	Punta	Swap	Mensual	jun-21	31/05/2021	01/06/2021	30/06/2021	264	94,92
SWBCMJul21	Base	Swap	Mensual	jul-21	30/06/2021	01/07/2021	31/07/2021	744	88,24
SWPCMJul21	Punta	Swap	Mensual	jul-21	30/06/2021	01/07/2021	31/07/2021	264	100,69
SWBCMAug21	Base	Swap	Mensual	ago-21	30/07/2021	01/08/2021	31/08/2021	744	89,14
SWPCMAug21	Punta	Swap	Mensual	ago-21	30/07/2021	01/08/2021	31/08/2021	264	101,72
SWBCMSEP21	Base	Swap	Mensual	sep-21	31/08/2021	01/09/2021	30/09/2021	720	89,94
SWPCMSEP21	Punta	Swap	Mensual	sep-21	31/08/2021	01/09/2021	30/09/2021	264	102,63
SWBCMOct21	Base	Swap	Mensual	oct-21	30/09/2021	01/10/2021	31/10/2021	745	92,5
SWPCMOct21	Punta	Swap	Mensual	oct-21	30/09/2021	01/10/2021	31/10/2021	252	105,56
SWBCMNov21	Base	Swap	Mensual	nov-21	29/10/2021	01/11/2021	30/11/2021	720	88,99
SWPCMNov21	Punta	Swap	Mensual	nov-21	29/10/2021	01/11/2021	30/11/2021	264	101,55
SWBCMDec21	Base	Swap	Mensual	dic-21	30/11/2021	01/12/2021	31/12/2021	744	91,44
SWPCMDec21	Punta	Swap	Mensual	dic-21	30/11/2021	01/12/2021	31/12/2021	276	104,35

SWBCMJan22	Base	Swap	Mensual	ene-22	30/12/2021	01/01/2022	31/01/2022	744	87,32
SWBCMFeb22	Base	Swap	Mensual	feb-22	31/01/2022	01/02/2022	28/02/2022	672	78,54
SWBCMMar22	Base	Swap	Mensual	abr-22	31/03/2022	01/04/2022	30/04/2022	720	54,68
SWBCMMay22	Base	Swap	Mensual	may-22	29/04/2022	01/05/2022	31/05/2022	744	62,82
SWBCQ121	Base	Swap	Trimestral	Q1-21	31/12/2020	01/01/2021	31/03/2021	2.159,00	51,98
SWPCQ121	Punta	Swap	Trimestral	Q1-21	31/12/2020	01/01/2021	31/03/2021	768	57,6
SWBCQ221	Base	Swap	Trimestral	Q2-21	31/03/2021	01/04/2021	30/06/2021	2.184,00	52
SWPCQ221	Punta	Swap	Trimestral	Q2-21	31/03/2021	01/04/2021	30/06/2021	780	56,96
SWBCQ321	Base	Swap	Trimestral	Q3-21	30/06/2021	01/07/2021	30/09/2021	2.208,00	89,1
SWPCQ321	Punta	Swap	Trimestral	Q3-21	30/06/2021	01/07/2021	30/09/2021	792	101,68
SWBCQ421	Base	Swap	Trimestral	Q4-21	30/09/2021	01/10/2021	31/12/2021	2.209,00	91
SWPCQ421	Punta	Swap	Trimestral	Q4-21	30/09/2021	01/10/2021	31/12/2021	792	103,84
SWBCQ122	Base	Swap	Trimestral	Q1-22	30/12/2021	01/01/2022	31/03/2022	2.159,00	80
SWPCQ122	Punta	Swap	Trimestral	Q1-22	30/12/2021	01/01/2022	31/03/2022	768	91,29
SWBCQ222	Base	Swap	Trimestral	Q2-22	31/03/2022	01/04/2022	30/06/2022	2.184,00	62
SWPCQ222	Punta	Swap	Trimestral	Q2-22	31/03/2022	01/04/2022	30/06/2022	780	70,75
SWBCQ322	Base	Swap	Trimestral	Q3-22	30/06/2022	01/07/2022	30/09/2022	2.208,00	68,04
SWBCQ422	Base	Swap	Trimestral	Q4-22	30/09/2022	01/10/2022	31/12/2022	2.209,00	66,13
SWBCQ123	Base	Swap	Trimestral	Q1-23	30/12/2022	01/01/2023	31/03/2023	2.159,00	54,7
SWBCQ223	Base	Swap	Trimestral	Q2-23	31/03/2023	01/04/2023	30/06/2023	2.184,00	50,02
SWBCCAL21	Base	Swap	Anual	2021	31/12/2020	01/01/2021	31/12/2021	8.760,00	51
SWPCCAL21	Punta	Swap	Anual	2021	31/12/2020	01/01/2021	31/12/2021	3.132,00	56,51
SWBCCAL22	Base	Swap	Anual	2022	30/12/2021	01/01/2022	31/12/2022	8.760,00	69
SWPCCAL22	Punta	Swap	Anual	2022	30/12/2021	01/01/2022	31/12/2022	3.120,00	78,74
SWBCCAL23	Base	Swap	Anual	2023	30/12/2022	01/01/2023	31/12/2023	8.760,00	54
SWBCCAL24	Base	Swap	Anual	2024	29/12/2023	01/01/2024	31/12/2024	8.784,00	46,25
SWBCCAL25	Base	Swap	Anual	2025	31/12/2024	01/01/2025	31/12/2025	8.760,00	40
SWBCCAL26	Base	Swap	Anual	2026	31/12/2025	01/01/2026	31/12/2026	8.760,00	35,37
SWBCCAL27	Base	Swap	Anual	2027	31/12/2026	01/01/2027	31/12/2027	8.760,00	32,23
SWBCCAL28	Base	Swap	Anual	2028	31/12/2027	01/01/2028	31/12/2028	8.784,00	31,23
SWBCCAL29	Base	Swap	Anual	2029	29/12/2028	01/01/2029	31/12/2029	8.760,00	30,2
SWBCCAL30	Base	Swap	Anual	2030	31/12/2029	01/01/2030	31/12/2030	8.760,00	29,91
SWBCCAL31	Base	Swap	Anual	2031	31/12/2030	01/01/2031	31/12/2031	8.760,00	29,86

Tabla 22 - Precios de cierre MEFF mercado eléctrico (Fuente: MEFF)

A la vista de los precios de cierre para la carga base para los años 2022 y 2023, parece que puede resultar interesante la contratación de swap para los dos próximos años ya que se encuentran por encima de los aproximadamente 46 €/MWh que tenemos proyectados para el caso de estudio.

Por otra parte, como son a largo plazo, tendremos que ser precavidos en el compromiso de venta de energía para estos años, por lo que nos iremos al escenario más conservador y contrataremos para el mínimo de generación de los últimos 50 años, con el que realizamos el estudio bajo situación de estrés. Por lo que realizaremos el swap para un nominal de 145.106 MWh, aunque cada contrato tiene un nominal de 8.760 MWh, por lo que tan sólo podríamos hacer efectivos 16 contratos, lo que supone un nominal de 140.160 MWh. El resto hasta alcanzar el potencial medio de generación se venderá al precio medio de mercado estimado en el caso de estudio. Del mismo modo, supondremos el caso para la contratación de swap para 2022 y 2023, ya que son los que tienen un precio beneficioso. Del mismo modo, tendremos en cuenta el coste de operación, tanto de la parte fija como del variable, en función del volumen contratado.

Mostramos a continuación la comparativa de resultados para estos dos años, bajo el caso de estudio sin derivados y realizando la cobertura con derivados:

	Con cobertura		Sin Cobertura	
	Año 1	Año 2	Año 1	Año 2
BENEFICIO NETO	- 3.443.173,09 €	- 5.415.093,98 €	- 6.582.615,78 €	- 6.475.192,35 €
Cash Flow Libre del Proyecto	7.582.285,94 €	5.568.435,63 €	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	3.707.126,91 €	1.735.206,02 €	567.684,22 €	675.107,65 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	7.582.285,94 €	5.568.435,63 €	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €

Tabla 23 - Comparativa de resultados con cobertura mediante derivados y sin cobertura

A la vista de los resultados, la cobertura mediante swaps o futuros del mercado de futuros y opciones MEFF, es un instrumento muy interesante a tener en cuenta de cara a obtener los mejores resultados posibles, no sólo para asegurar la viabilidad del proyecto, sino incluso con el fin de garantizar los mejores resultados posibles, aún con una posible pérdida de costes de oportunidad.

Además de realizar un hipotético aseguramiento, o cobertura, de los ingresos a largo plazo, podremos complementar éstos en plazos complementarios menores, en función de las previsiones que se puedan realizar en estos períodos de tiempo inferiores.

Sin lugar a dudas, estará más que justificada la creación de un equipo de trabajo con dedicación a los aspectos de ejecución de coberturas de cara a la venta de energía en estos mercados.

9. REFERENCIAS

- IEA. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org>
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030
- REE. Red Eléctrica Española. “Emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad en España”.
- REE. Red Eléctrica Española. Disponible en: <https://www.ree.es>
- Greenpeace. “Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular”.
- <https://www.diariorenovables.com/2018/03/primer-parque-eolico-marino-del-mundo.html>
- GWEC. Global Wind Energy Council. Global Wind Report 2019.
- Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos.
- Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar de 10 de Diciembre de 1982.
- RD 1028/2007, de 20 de julio.
- RD 1955/2000, de 1 de diciembre.
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de costas.
- RD 876/2014, de 10 de octubre.
- <https://www.enair.es/es/app>
- IDAE. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. “Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020”.
- Puertos del Estado. Disponible en: <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- Catálogo de productos Siemens-Gamesa. Disponible en: <https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/offshore>

- Curva potencia aerogenerador SG8.0-167DD. Disponible en:
https://www.thewindpower.net/turbine_en_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php
- RD 1777/2014, de 30 de julio.
- OMIE. Operador del Mercado Ibérico de Energía. Disponible en:
<https://www.omie.es>
- INE. Instituto Nacional de Estadística.
- BME. Bolsa y Mercados Españoles. Disponible en: <https://www.bmerf.es>
- <https://www.euribor-rates.eu/es/eonia/>
- BCE. Banco Central Europeo. Disponible en: <https://www.ecb.europa.eu>
- MEFF. Mercado Español de Futuros y Opciones

ANEXO I

PARÁMETROS QUE DETERMINAN LA VIABILIDAD DEL PROYECTO Y RESULTADO ORDINARIO

HIPÓTESIS 1

Amortización con el máximo límite permitido por la normativa según la naturaleza del activo a amortizar.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	8.724.237,83 €	8.750.410,54 €	8.807.288,21 €	8.899.764,74 €	9.015.461,68 €	9.159.709,07 €	9.339.239,36 €	9.522.288,46 €	9.708.925,31 €	9.899.220,25 €
Costes Explotación	4.106.909,82 €	4.067.065,07 €	4.032.597,49 €	4.004.423,67 €	3.980.584,62 €	3.962.013,82 €	3.949.870,75 €	3.938.882,22 €	3.929.070,70 €	3.920.459,08 €
Operación y mantenimiento	2.839.305,00 €	2.870.963,25 €	2.907.998,68 €	2.951.327,86 €	2.998.991,80 €	3.051.924,01 €	3.111.283,93 €	3.171.798,40 €	3.233.489,88 €	3.296.381,26 €
Seguros	883.357,00 €	811.854,00 €	740.351,00 €	668.848,00 €	597.345,00 €	525.842,00 €	454.339,00 €	382.836,00 €	311.333,00 €	239.830,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	4.617.328,01 €	4.683.345,48 €	4.774.690,72 €	4.895.341,06 €	5.034.877,06 €	5.197.695,24 €	5.389.368,62 €	5.583.406,24 €	5.779.854,61 €	5.978.761,17 €
Gastos Generales	174.484,76 €	175.008,21 €	176.145,76 €	177.995,29 €	180.309,23 €	183.194,18 €	186.784,79 €	190.445,77 €	194.178,51 €	197.984,40 €
EBITDA	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €	5.780.776,77 €
Amortizaciones	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €
(Pendiente amortizar)	88.335.700,00 €	81.185.400,00 €	74.035.100,00 €	66.884.800,00 €	59.734.500,00 €	52.584.200,00 €	45.433.900,00 €	38.283.600,00 €	31.133.300,00 €	23.983.000,00 €
erogeneradores (pte amortizar)	50.784.000,00 €	46.368.000,00 €	41.952.000,00 €	37.536.000,00 €	33.120.000,00 €	28.704.000,00 €	24.288.000,00 €	19.872.000,00 €	15.456.000,00 €	11.040.000,00 €
Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	22.080.000,00 €	20.160.000,00 €	18.240.000,00 €	16.320.000,00 €	14.400.000,00 €	12.480.000,00 €	10.560.000,00 €	8.640.000,00 €	6.720.000,00 €	4.800.000,00 €
Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	1.003.200,00 €	950.400,00 €	897.600,00 €	844.800,00 €	792.000,00 €	739.200,00 €	686.400,00 €	633.600,00 €	580.800,00 €	528.000,00 €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión (pte amortizar)	14.468.500,00 €	13.707.000,00 €	12.945.500,00 €	12.184.000,00 €	11.422.500,00 €	10.661.000,00 €	9.899.500,00 €	9.138.000,00 €	8.376.500,00 €	7.615.000,00 €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	- 2.707.456,74 €	- 2.641.962,73 €	- 2.551.755,05 €	- 2.432.954,23 €	- 2.295.732,17 €	- 2.135.798,94 €	- 1.947.716,17 €	- 1.757.339,53 €	- 1.564.623,89 €	- 1.369.523,23 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos	10.093.244,96 €	10.291.072,56 €	10.492.777,59 €	10.698.436,03 €	10.908.125,37 €	11.121.924,63 €	11.339.914,35 €	11.562.176,67 €	11.788.795,34 €	12.019.855,73 €
Costes Explotación	3.913.070,69 €	3.906.929,34 €	3.933.739,26 €	3.993.525,20 €	4.054.632,36 €	4.117.086,43 €	4.180.913,62 €	4.246.140,62 €	4.308.494,16 €	4.384.746,01 €
Operación y mantenimiento	3.360.495,87 €	3.425.857,52 €	3.492.490,45 €	3.560.419,39 €	3.629.669,54 €	3.700.266,62 €	3.772.236,80 €	3.845.606,81 €	3.920.403,86 €	3.996.655,72 €
Seguros	168.327,00 €	96.824,00 €	57.001,00 €	48.858,00 €	40.715,00 €	32.572,00 €	24.429,00 €	16.286,00 €	3.842,48 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	6.180.174,27 €	6.384.143,23 €	6.559.038,32 €	6.704.910,82 €	6.853.493,01 €	7.004.838,20 €	7.159.000,73 €	7.316.036,05 €	7.480.301,18 €	7.635.109,72 €
Gastos Generales	201.864,90 €	205.821,45 €	209.855,55 €	213.968,72 €	218.162,51 €	222.438,49 €	226.798,29 €	231.243,53 €	235.775,91 €	240.397,11 €
EBITDA	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,10 €	6.635.330,51 €	6.782.399,70 €	6.932.202,45 €	7.084.792,52 €	7.244.525,28 €	7.394.712,60 €
Amortizaciones	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	3.118.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
(Pendiente amortizar)	16.832.700,00 €	9.682.400,00 €	5.700.100,00 €	4.885.800,00 €	4.071.500,00 €	3.257.200,00 €	2.442.900,00 €	1.628.600,00 €	52.800,00 €	- €
erogeneradores (pte amortizar)	6.624.000,00 €	2.208.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	2.208.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma (pte amortizar)	2.880.000,00 €	960.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	96.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación (pte amortizar)	475.200,00 €	422.400,00 €	369.600,00 €	316.800,00 €	264.000,00 €	211.200,00 €	158.400,00 €	105.600,00 €	52.800,00 €	- €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión (pte amortizar)	6.853.500,00 €	6.092.000,00 €	5.330.500,00 €	4.569.000,00 €	3.807.500,00 €	3.046.000,00 €	2.284.500,00 €	1.523.000,00 €	- €	- €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	- €	- €
RESULTADO ORDINARIO	- 1.171.990,63 €	- 971.978,22 €	3.230.882,77 €	5.676.642,10 €	5.821.030,51 €	5.968.099,70 €	6.117.902,45 €	6.270.492,52 €	7.191.725,28 €	7.341.912,60 €

	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	12.019.855,73 €	12.255.444,90 €	12.495.651,62 €	12.740.566,39 €	12.990.281,49 €	13.244.891,01 €
Costes Explotación	4.384.746,01 €	4.462.480,96 €	4.541.727,86 €	4.622.516,11 €	4.704.875,70 €	4.788.837,17 €
Operación y mantenimiento	3.996.655,72 €	4.074.390,67 €	4.153.637,57 €	4.234.425,82 €	4.316.785,40 €	4.400.746,88 €
Seguros	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	7.635.109,72 €	7.792.963,93 €	7.953.923,76 €	8.118.050,28 €	8.285.405,80 €	8.456.053,84 €
Gastos Generales	240.397,11 €	245.108,90 €	249.913,03 €	254.811,33 €	259.805,63 €	264.897,82 €
EBITDA	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Amortizaciones	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
(Pendiente amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €	- €
erogeneradores (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RESULTADO ORDINARIO	7.341.912,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €

HIPÓTESIS 2

Amortización de todos los activos con un 5% de amortización anual, estando dicho límite por debajo de los máximos permitidos por la normativa vigente, rebajándose el límite del 8% de algunos activos al 5%. Ello supone una amortización del proyecto de 20 años.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	8.724.237,83 €	8.750.410,54 €	8.807.288,21 €	8.899.764,74 €	9.015.461,68 €	9.159.709,07 €	9.339.239,36 €	9.522.288,46 €	9.708.925,31 €	9.899.220,25 €
Costes Explotación	4.130.669,82 €	4.114.585,07 €	4.103.877,49 €	4.099.463,67 €	4.099.384,62 €	4.104.573,82 €	4.116.190,75 €	4.128.962,22 €	4.142.910,70 €	4.158.059,08 €
Operación y mantenimiento	2.839.305,00 €	2.870.963,25 €	2.907.998,68 €	2.951.327,86 €	2.998.991,80 €	3.051.924,01 €	3.111.283,93 €	3.171.798,40 €	3.233.489,88 €	3.296.381,26 €
Seguros	907.117,00 €	859.374,00 €	811.631,00 €	763.888,00 €	716.145,00 €	668.402,00 €	620.659,00 €	572.916,00 €	525.173,00 €	477.430,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	4.593.568,01 €	4.635.825,48 €	4.703.410,72 €	4.800.301,06 €	4.916.077,06 €	5.055.135,24 €	5.223.048,62 €	5.393.326,24 €	5.566.014,61 €	5.741.161,17 €
Gastos Generales	174.484,76 €	175.008,21 €	176.145,76 €	177.995,29 €	180.309,23 €	183.194,18 €	186.784,79 €	190.445,77 €	194.178,51 €	197.984,40 €
EBITDA	4.419.083,26 €	4.460.817,27 €	4.527.264,95 €	4.622.305,77 €	4.735.767,83 €	4.871.941,06 €	5.036.263,83 €	5.202.880,47 €	5.371.836,11 €	5.543.176,77 €
Amortizaciones	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €
(Pendiente amortizar)	90.711.700,00 €	85.937.400,00 €	81.163.100,00 €	76.388.800,00 €	71.614.500,00 €	66.840.200,00 €	62.065.900,00 €	57.291.600,00 €	52.517.300,00 €	47.743.000,00 €
Aerogeneradores (pte amortizar)	52.440.000,00 €	49.680.000,00 €	46.920.000,00 €	44.160.000,00 €	41.400.000,00 €	38.640.000,00 €	35.880.000,00 €	33.120.000,00 €	30.360.000,00 €	27.600.000,00 €
Aerogeneradores	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	22.800.000,00 €	21.600.000,00 €	20.400.000,00 €	19.200.000,00 €	18.000.000,00 €	16.800.000,00 €	15.600.000,00 €	14.400.000,00 €	13.200.000,00 €	12.000.000,00 €
Plataforma	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	1.003.200,00 €	950.400,00 €	897.600,00 €	844.800,00 €	792.000,00 €	739.200,00 €	686.400,00 €	633.600,00 €	580.800,00 €	528.000,00 €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión (pte amortizar)	14.468.500,00 €	13.707.000,00 €	12.945.500,00 €	12.184.000,00 €	11.422.500,00 €	10.661.000,00 €	9.899.500,00 €	9.138.000,00 €	8.376.500,00 €	7.615.000,00 €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	- 355.216,74 €	- 313.482,73 €	- 247.035,05 €	- 151.994,23 €	- 38.532,17 €	97.641,06 €	261.963,83 €	428.580,47 €	597.536,11 €	768.876,77 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos	10.093.244,96 €	10.291.072,56 €	10.492.777,59 €	10.698.436,03 €	10.908.125,37 €	11.121.924,63 €	11.339.914,35 €	11.562.176,67 €	11.788.795,34 €	12.019.855,73 €
Costes Explotación	4.174.430,69 €	4.192.049,34 €	4.210.939,26 €	4.231.125,20 €	4.252.632,36 €	4.275.486,43 €	4.299.713,62 €	4.325.340,62 €	4.352.394,68 €	4.384.746,01 €
Operación y mantenimiento	3.360.495,87 €	3.425.857,52 €	3.492.490,45 €	3.560.419,39 €	3.629.669,54 €	3.700.266,62 €	3.772.236,80 €	3.845.606,81 €	3.920.403,86 €	3.996.655,72 €
Seguros	429.687,00 €	381.944,00 €	334.201,00 €	286.458,00 €	238.715,00 €	190.972,00 €	143.229,00 €	95.486,00 €	47.743,00 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	5.918.814,27 €	6.099.023,23 €	6.281.838,32 €	6.467.310,82 €	6.655.493,01 €	6.846.438,20 €	7.040.200,73 €	7.236.836,05 €	7.436.400,66 €	7.635.109,72 €
Gastos Generales	201.864,90 €	205.821,45 €	209.855,55 €	213.968,72 €	218.162,51 €	222.438,49 €	226.798,29 €	231.243,53 €	235.775,91 €	240.397,11 €
EBITDA	5.716.949,37 €	5.893.201,78 €	6.071.982,77 €	6.253.342,10 €	6.437.330,51 €	6.623.999,70 €	6.813.402,45 €	7.005.592,52 €	7.200.624,75 €	7.394.712,60 €
Amortizaciones	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €	4.774.300,00 €
(Pendiente amortizar)	42.968.700,00 €	38.194.400,00 €	33.420.100,00 €	28.645.800,00 €	23.871.500,00 €	19.097.200,00 €	14.322.900,00 €	9.548.600,00 €	4.774.300,00 €	- €
Aerogeneradores (pte amortizar)	24.840.000,00 €	22.080.000,00 €	19.320.000,00 €	16.560.000,00 €	13.800.000,00 €	11.040.000,00 €	8.280.000,00 €	5.520.000,00 €	2.760.000,00 €	- €
Aerogeneradores	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €	2.760.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	10.800.000,00 €	9.600.000,00 €	8.400.000,00 €	7.200.000,00 €	6.000.000,00 €	4.800.000,00 €	3.600.000,00 €	2.400.000,00 €	1.200.000,00 €	- €
Plataforma	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €	1.200.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	475.200,00 €	422.400,00 €	369.600,00 €	316.800,00 €	264.000,00 €	211.200,00 €	158.400,00 €	105.600,00 €	52.800,00 €	- €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión (pte amortizar)	6.853.500,00 €	6.092.000,00 €	5.330.500,00 €	4.569.000,00 €	3.807.500,00 €	3.046.000,00 €	2.284.500,00 €	1.523.000,00 €	761.500,00 €	- €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	942.649,37 €	1.118.901,78 €	1.297.682,77 €	1.479.042,10 €	1.663.030,51 €	1.849.699,70 €	2.039.102,45 €	2.231.292,52 €	2.426.324,75 €	2.620.412,60 €

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	12.255.444,90 €	12.495.651,62 €	12.740.566,39 €	12.990.281,49 €	13.244.891,01 €
Costes Explotación	4.462.480,96 €	4.541.727,86 €	4.622.516,11 €	4.704.875,70 €	4.788.837,17 €
Operación y mantenimiento	4.074.390,67 €	4.153.637,57 €	4.234.425,82 €	4.316.785,40 €	4.400.746,88 €
Seguros	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	7.792.963,93 €	7.953.923,76 €	8.118.050,28 €	8.285.405,80 €	8.456.053,84 €
Gastos Generales	245.108,90 €	249.913,03 €	254.811,33 €	259.805,63 €	264.897,82 €
EBITDA	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Amortizaciones	- €	- €	- €	- €	- €
(Pendiente amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión (pte amortizar)	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión	- €	- €	- €	- €	- €
RESULTADO ORDINARIO	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €

HIPÓTESIS 3

Amortización de todos los activos con un 4% de amortización anual, estando dicho límite por debajo de los máximos permitidos por la normativa vigente en todos los casos. Ello supone una amortización del proyecto en 25 años, que es la vida útil del proyecto.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos	8.724.237,83 €	8.750.410,54 €	8.807.288,21 €	8.899.764,74 €	9.015.461,68 €	9.159.709,07 €	9.339.239,36 €	9.522.288,46 €	9.708.925,31 €	9.899.220,25 €
Costes Explotación	4.140.218,42 €	4.133.682,27 €	4.132.523,29 €	4.137.658,07 €	4.147.127,62 €	4.161.865,42 €	4.183.030,95 €	4.205.351,02 €	4.228.848,10 €	4.253.545,08 €
Operación y mantenimiento	2.839.305,00 €	2.870.963,25 €	2.907.998,68 €	2.951.327,86 €	2.998.991,80 €	3.051.924,01 €	3.111.283,93 €	3.171.798,40 €	3.233.489,88 €	3.296.381,26 €
Seguros	916.665,60 €	878.471,20 €	840.276,80 €	802.082,40 €	763.888,00 €	725.693,60 €	687.499,20 €	649.304,80 €	611.110,40 €	572.916,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	4.584.019,41 €	4.616.728,28 €	4.674.764,92 €	4.762.106,66 €	4.868.334,06 €	4.997.843,64 €	5.156.208,42 €	5.316.937,44 €	5.480.077,21 €	5.645.675,17 €
Gastos Generales	174.484,76 €	175.008,21 €	176.145,76 €	177.995,29 €	180.309,23 €	183.194,18 €	186.784,79 €	190.445,77 €	194.178,51 €	197.984,40 €
EBITDA	4.409.534,66 €	4.441.720,07 €	4.498.619,15 €	4.584.111,37 €	4.688.024,83 €	4.814.649,46 €	4.969.423,63 €	5.126.491,67 €	5.285.898,71 €	5.447.690,77 €
Amortizaciones	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €
(Pendiente amortizar)	91.666.560,00 €	87.847.120,00 €	84.027.680,00 €	80.208.240,00 €	76.388.800,00 €	72.569.360,00 €	68.749.920,00 €	64.930.480,00 €	61.111.040,00 €	57.291.600,00 €
Aerogeneradores (pte amortizar)	52.992.000,00 €	50.784.000,00 €	48.576.000,00 €	46.368.000,00 €	44.160.000,00 €	41.952.000,00 €	39.744.000,00 €	37.536.000,00 €	35.328.000,00 €	33.120.000,00 €
Aerogeneradores	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	23.040.000,00 €	22.080.000,00 €	21.120.000,00 €	20.160.000,00 €	19.200.000,00 €	18.240.000,00 €	17.280.000,00 €	16.320.000,00 €	15.360.000,00 €	14.400.000,00 €
Plataforma	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	1.013.760,00 €	971.520,00 €	929.280,00 €	887.040,00 €	844.800,00 €	802.560,00 €	760.320,00 €	718.080,00 €	675.840,00 €	633.600,00 €
Subestación	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €
Conexión (pte amortizar)	14.620.800,00 €	14.011.600,00 €	13.402.400,00 €	12.793.200,00 €	12.184.000,00 €	11.574.800,00 €	10.965.600,00 €	10.356.400,00 €	9.747.200,00 €	9.138.000,00 €
Conexión	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €
RESULTADO ORDINARIO	590.094,66 €	622.280,07 €	679.179,15 €	764.671,37 €	868.584,83 €	995.209,46 €	1.149.983,63 €	1.307.051,67 €	1.466.458,71 €	1.628.250,77 €

	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos	10.093.244,96 €	10.291.072,56 €	10.492.777,59 €	10.698.436,03 €	10.908.125,37 €	11.121.924,63 €	11.339.914,35 €	11.562.176,67 €	11.788.795,34 €	12.019.855,73 €
Costes Explotación	4.279.465,29 €	4.306.632,54 €	4.335.071,06 €	4.364.805,60 €	4.395.861,36 €	4.428.264,03 €	4.462.039,82 €	4.497.215,42 €	4.533.818,08 €	4.571.875,53 €
Operación y mantenimiento	3.360.495,87 €	3.425.857,52 €	3.492.490,45 €	3.560.419,39 €	3.629.669,54 €	3.700.266,62 €	3.772.236,80 €	3.845.606,81 €	3.920.403,86 €	3.996.655,72 €
Seguros	534.721,60 €	496.527,20 €	458.332,80 €	420.138,40 €	381.944,00 €	343.749,60 €	305.555,20 €	267.360,80 €	229.166,40 €	190.972,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	5.813.779,67 €	5.984.440,03 €	6.157.706,52 €	6.333.630,42 €	6.512.264,01 €	6.693.660,60 €	6.877.874,53 €	7.064.961,25 €	7.254.977,26 €	7.447.980,19 €
Gastos Generales	201.864,90 €	205.821,45 €	209.855,55 €	213.968,72 €	218.162,51 €	222.438,49 €	226.798,29 €	231.243,53 €	235.775,91 €	240.397,11 €
EBITDA	5.611.914,77 €	5.778.618,58 €	5.947.850,97 €	6.119.661,70 €	6.294.101,51 €	6.471.222,10 €	6.651.076,25 €	6.833.717,72 €	7.019.201,35 €	7.207.583,08 €
Amortizaciones	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €
(Pendiente amortizar)	53.472.160,00 €	49.652.720,00 €	45.833.280,00 €	42.013.840,00 €	38.194.400,00 €	34.374.960,00 €	30.555.520,00 €	26.736.080,00 €	22.916.640,00 €	19.097.200,00 €
Aerogeneradores (pte amortizar)	30.912.000,00 €	28.704.000,00 €	26.496.000,00 €	24.288.000,00 €	22.080.000,00 €	19.872.000,00 €	17.664.000,00 €	15.456.000,00 €	13.248.000,00 €	11.040.000,00 €
Aerogeneradores	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	13.440.000,00 €	12.480.000,00 €	11.520.000,00 €	10.560.000,00 €	9.600.000,00 €	8.640.000,00 €	7.680.000,00 €	6.720.000,00 €	5.760.000,00 €	4.800.000,00 €
Plataforma	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	591.360,00 €	549.120,00 €	506.880,00 €	464.640,00 €	422.400,00 €	380.160,00 €	337.920,00 €	295.680,00 €	253.440,00 €	211.200,00 €
Subestación	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €
Conexión (pte amortizar)	8.528.800,00 €	7.919.600,00 €	7.310.400,00 €	6.701.200,00 €	6.092.000,00 €	5.482.800,00 €	4.873.600,00 €	4.264.400,00 €	3.655.200,00 €	3.046.000,00 €
Conexión	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €
RESULTADO ORDINARIO	1.792.474,77 €	1.959.178,58 €	2.128.410,97 €	2.300.221,70 €	2.474.661,51 €	2.651.782,10 €	2.831.636,25 €	3.014.277,72 €	3.199.761,35 €	3.388.143,08 €

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	12.255.444,90 €	12.495.651,62 €	12.740.566,39 €	12.990.281,49 €	13.244.891,01 €
Costes Explotación	4.611.416,09 €	4.652.468,58 €	4.695.062,43 €	4.739.227,62 €	4.788.837,17 €
Operación y mantenimiento	4.074.390,67 €	4.153.637,57 €	4.234.425,82 €	4.316.785,40 €	4.400.746,88 €
Seguros	152.777,60 €	114.583,20 €	76.388,80 €	38.194,40 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	7.644.028,81 €	7.843.183,03 €	8.045.503,95 €	8.251.053,87 €	8.456.053,84 €
Gastos Generales	245.108,90 €	249.913,03 €	254.811,33 €	259.805,63 €	264.897,82 €
EBITDA	7.398.919,91 €	7.593.270,00 €	7.790.692,63 €	7.991.248,24 €	8.191.156,02 €
Amortizaciones	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €	3.819.440,00 €
(Pendiente amortizar)	15.277.760,00 €	11.458.320,00 €	7.638.880,00 €	3.819.440,00 €	- €
Aerogeneradores (pte amortizar)	8.832.000,00 €	6.624.000,00 €	4.416.000,00 €	2.208.000,00 €	- €
Aerogeneradores	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €	2.208.000,00 €
Plataforma (pte amortizar)	3.840.000,00 €	2.880.000,00 €	1.920.000,00 €	960.000,00 €	- €
Plataforma	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €	960.000,00 €
Subestación (pte amortizar)	168.960,00 €	126.720,00 €	84.480,00 €	42.240,00 €	- €
Subestación	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €	42.240,00 €
Conexión (pte amortizar)	2.436.800,00 €	1.827.600,00 €	1.218.400,00 €	609.200,00 €	- €
Conexión	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €	609.200,00 €
RESULTADO ORDINARIO	3.579.479,91 €	3.773.830,00 €	3.971.252,63 €	4.171.808,24 €	4.371.716,02 €

ANEXO II

CUENTA DE RESULTADOS PARA ESCENARIO DE CÁLCULO CON DETALLE DE COMPENSACIONES EN IMPUESTOS

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
Ingresos	8.724.237,83 €	8.750.410,54 €	8.807.288,21 €	8.899.764,74 €	9.015.461,68 €	9.159.709,07 €	9.339.239,36 €	9.522.288,46 €	9.708.925,31 €
Costes Explotación	4.106.909,82 €	4.067.065,07 €	4.032.597,49 €	4.004.423,67 €	3.980.584,62 €	3.962.013,82 €	3.949.870,75 €	3.938.882,22 €	3.929.070,70 €
Operación y mantenimiento	2.839.305,00 €	2.870.963,25 €	2.907.998,68 €	2.951.327,86 €	2.998.991,80 €	3.051.924,01 €	3.111.283,93 €	3.171.798,40 €	3.233.489,88 €
Seguros	883.357,00 €	811.854,00 €	740.351,00 €	668.848,00 €	597.345,00 €	525.842,00 €	454.339,00 €	382.836,00 €	311.333,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	4.617.328,01 €	4.683.345,48 €	4.774.690,72 €	4.895.341,06 €	5.034.877,06 €	5.197.695,24 €	5.389.368,62 €	5.583.406,24 €	5.779.854,61 €
Gastos Generales	174.484,76 €	175.008,21 €	176.145,76 €	177.995,29 €	180.309,23 €	183.194,18 €	186.784,79 €	190.445,77 €	194.178,51 €
EBITDA	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €
Amortizaciones	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €
Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €
Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	- 2.707.456,74 € -	- 2.641.962,73 € -	- 2.551.755,05 € -	- 2.432.954,23 € -	- 2.295.732,17 € -	- 2.135.798,94 € -	- 1.947.716,17 € -	- 1.757.339,53 € -	- 1.564.623,89 €
Gastos financieros	3.875.159,04 €	3.833.229,61 €	3.802.079,56 €	3.781.900,79 €	3.768.143,04 €	3.755.859,37 €	3.741.201,66 €	3.721.681,41 €	3.695.967,72 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	- 6.582.615,78 € -	- 6.475.192,35 € -	- 6.353.834,60 € -	- 6.214.855,02 € -	- 6.063.875,21 € -	- 5.891.658,30 € -	- 5.688.917,83 € -	- 5.479.020,94 € -	- 5.260.591,62 €
Impuesto de sociedades	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Ajustes por compensación de pérdidas (a compensar) (pendiente de compensar)									
BENEFICIO NETO	- 6.582.615,78 € -	- 6.475.192,35 € -	- 6.353.834,60 € -	- 6.214.855,02 € -	- 6.063.875,21 € -	- 5.891.658,30 € -	- 5.688.917,83 € -	- 5.479.020,94 € -	- 5.260.591,62 €
Cash Flow Libre del Proyecto	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	567.684,22 €	675.107,65 €	796.465,40 €	935.444,98 €	1.086.424,79 €	1.258.641,70 €	1.461.382,17 €	1.671.279,06 €	1.889.708,38 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	4.442.843,26 €	4.508.337,27 €	4.598.544,95 €	4.717.345,77 €	4.854.567,83 €	5.014.501,06 €	5.202.583,83 €	5.392.960,47 €	5.585.676,11 €

	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18
Ingresos	9.899.220,25 €	10.093.244,96 €	10.291.072,56 €	10.492.777,59 €	10.698.436,03 €	10.908.125,37 €	11.121.924,63 €	11.339.914,35 €	11.562.176,67 €
Costes Explotación	3.920.459,08 €	3.913.070,69 €	3.906.929,34 €	3.933.739,26 €	3.993.525,20 €	4.054.632,36 €	4.117.086,43 €	4.180.913,62 €	4.246.140,62 €
Operación y mantenimiento	3.296.381,26 €	3.360.495,87 €	3.425.857,52 €	3.492.490,45 €	3.560.419,39 €	3.629.669,54 €	3.700.266,62 €	3.772.236,80 €	3.845.606,81 €
Seguros	239.830,00 €	168.327,00 €	96.824,00 €	57.001,00 €	48.858,00 €	40.715,00 €	32.572,00 €	24.429,00 €	16.286,00 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	5.978.761,17 €	6.180.174,27 €	6.384.143,23 €	6.559.038,32 €	6.704.910,82 €	6.853.493,01 €	7.004.838,20 €	7.159.000,73 €	7.316.036,05 €
Gastos Generales	197.984,40 €	201.864,90 €	205.821,45 €	209.855,55 €	213.968,72 €	218.162,51 €	222.438,49 €	226.798,29 €	231.243,53 €
EBITDA	5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,10 €	6.635.330,51 €	6.782.399,70 €	6.932.202,45 €	7.084.792,52 €
Amortizaciones	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	7.150.300,00 €	3.118.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €	814.300,00 €
Aerogeneradores	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	4.416.000,00 €	2.208.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	1.920.000,00 €	96.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €	52.800,00 €
Conexión	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €	761.500,00 €
RESULTADO ORDINARIO	-	1.369.523,23 €	-	1.171.990,63 €	-	971.978,22 €	3.230.882,77 €	5.676.642,10 €	5.821.030,51 €
Gastos financieros	-	3.663.573,71 €	-	3.624.563,63 €	-	3.579.324,64 €	3.528.406,56 €	3.472.418,96 €	3.411.966,89 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	-	5.033.096,95 €	-	4.796.554,25 €	-	4.551.302,87 €	-	297.523,79 €	2.204.223,14 €
Impuesto de sociedades	-	0,00 €	-	0,00 €	-	0,00 €	-	0,00 €	0,00 €
Ajustes por compensación de pérdidas (a compensar)	-	-	-	-	-	551.055,79 €	-	602.265,90 €	-
(pendiente de compensar)	-	-	-	-	-	8.807.086,71 €	-	8.256.030,92 €	-
BENEFICIO NETO	-	5.033.096,95 €	-	4.796.554,25 €	-	4.551.302,87 €	-	297.523,79 €	2.204.223,15 €
Cash Flow Libre del Proyecto	5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,11 €	6.635.330,50 €	6.782.399,70 €	6.932.202,44 €	7.084.792,52 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	2.117.203,05 €	2.353.745,75 €	2.598.997,13 €	2.820.776,21 €	3.018.523,15 €	3.223.363,61 €	3.434.783,33 €	3.652.324,65 €	3.875.591,63 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	5.780.776,77 €	5.978.309,37 €	6.178.321,78 €	6.349.182,77 €	6.490.942,11 €	6.635.330,50 €	6.782.399,70 €	6.932.202,44 €	7.084.792,52 €

	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	11.788.795,34 €	12.019.855,73 €	12.255.444,90 €	12.495.651,62 €	12.740.566,39 €	12.990.281,49 €	13.244.891,01 €
Costes Explotación	4.308.494,16 €	4.384.746,01 €	4.462.480,96 €	4.541.727,86 €	4.622.516,11 €	4.704.875,70 €	4.788.837,17 €
Operación y mantenimiento	3.920.403,86 €	3.996.655,72 €	4.074.390,67 €	4.153.637,57 €	4.234.425,82 €	4.316.785,40 €	4.400.746,88 €
Seguros	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €	3.842,48 €
Costes de desmantelamiento	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €	384.247,82 €
MARGEN BRUTO	7.480.301,18 €	7.635.109,72 €	7.792.963,93 €	7.953.923,76 €	8.118.050,28 €	8.285.405,80 €	8.456.053,84 €
Gastos Generales	235.775,91 €	240.397,11 €	245.108,90 €	249.913,03 €	254.811,33 €	259.805,63 €	264.897,82 €
EBITDA	7.244.525,28 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Amortizaciones	52.800,00 €	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Plataforma	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Subestación	52.800,00 €	52.800,00 €	- €	- €	- €	- €	- €
Conexión	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
RESULTADO ORDINARIO	7.191.725,28 €	7.341.912,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,72 €	7.863.238,95 €	8.025.600,17 €	8.191.156,02 €
Gastos financieros	3.135.975,79 €	3.060.537,95 €	2.983.174,16 €	2.904.128,58 €	2.823.609,30 €	2.741.793,58 €	2.658.832,75 €
BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS	4.055.749,48 €	4.281.374,65 €	4.564.680,87 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.283.806,59 €	5.532.323,27 €
Impuesto de sociedades	0,00 €	0,00 € -	0,00 € -	0,00 €	0,00 €	222.558,32 €	1.383.080,82 €
Ajustes por compensación de pérdidas -	1.013.937,37 € -	1.070.343,66 € -	1.141.170,22 € -	1.199.970,54 € -	1.259.907,41 € -	1.098.393,33 €	
(a compensar) -	5.523.815,12 € -	4.509.877,75 € -	3.439.534,09 € -	2.298.363,87 € -	1.098.393,33 €		
(pendiente de compensar)	4.509.877,75 €	3.439.534,09 €	2.298.363,87 €	1.098.393,33 € -	161.514,08 €		
BENEFICIO NETO	4.055.749,48 €	4.281.374,65 €	4.564.680,88 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.061.248,27 €	4.149.242,45 €
Cash Flow Libre del Proyecto	7.244.525,27 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,73 €	7.863.238,95 €	7.803.041,85 €	6.808.075,20 €
Cash Flow Libre de los Accionistas	4.108.549,48 €	4.334.174,65 €	4.564.680,88 €	4.799.882,15 €	5.039.629,65 €	5.061.248,27 €	4.149.242,45 €
Cash Flow Libre para el Servicio de la Deuda	7.244.525,27 €	7.394.712,60 €	7.547.855,04 €	7.704.010,73 €	7.863.238,95 €	7.803.041,85 €	6.808.075,20 €