



Universidad Complutense de  
Madrid

Facultad de CC. Económicas y  
Empresariales

Máster Universitario en  
**FINANZAS DE EMPRESA**

Trabajo Fin de Máster

## **Estudio financiero de la energía eólica en el PNIEC (2021-2030)**

**Autor: Asier Gómez Marroquín**

**Tutor: José María Valle Carrascal**

Firmado digitalmente por  
GOMEZ MARROQUIN  
ASIER - 73022454F el día  
09/09/2021.

V. bº del tutor:

VALLE  
CARRASCAL  
JOSE MARIA -  
DNI 50456684C

Firmado digitalmente  
por VALLE  
CARRASCAL JOSE  
MARIA - DNI  
50456684C  
Fecha: 2021.09.09  
00:51:28 +02'00'

Firma y Fecha

**Año 2021**

## **RESUMEN**

Este proyecto pretende estudiar las formas de financiación de un Project Finance basado en la energía eólica recogida en el Plan Nacional Español Integrado de Energía y Clima. Para ello se ha analizado el sistema energético español y su impacto macroeconómico. Seguidamente, se efectúa un análisis del Project Finance, lo que ha permitido identificar las ventajas y limitaciones de su aplicación. Esto ha sentado las bases para proponer el modelo financiero más adecuado, basado en una duración de 30 años y un apalancamiento del 75%. La investigación se complementa con una propuesta de cobertura de riesgos y un análisis de sensibilidad en diferentes escenarios. El trabajo concluye exponiendo las rentabilidades e indicadores del proyecto, así como situando a España en un enclave estratégico para la exportación de energía renovable en el futuro.

El Project Finance se basa en la capacidad del proyecto de generar flujos de caja positivos y en la obtención de una rentabilidad para los accionistas. Así, los flujos de caja generados por el proyecto deben ser suficientes para cubrir los gastos de explotación y devolver el principal y los intereses de la deuda contraída. Cabe destacar que en la actualidad España se sitúa a la vanguardia de países con mayor auge en la implantación de energías renovables y, por ello, en conjunto, este trabajo se convierte en un estudio interesante que puede ayudar en el futuro a fomentar proyectos basados en energías renovables.

**Palabras claves:** PNIEC, energías renovables, energía eólica, Financiación Estructurada, Project Finance, Flujo de Caja Libre, RCSD.

## **ABSTRACT**

This project aims to study the ways of financing a Project Finance based on wind energy included in the Spanish National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC) by analyzing the Spanish energy system and its macroeconomic impact. For this reason, an analysis of the Project Finance is carried out, which has identified the advantages and limitations. This has laid the foundations for proposing the most appropriate financial model, based on a duration of 30 years and a leverage of 75%. The research is complemented with a risk coverage proposal and a sensitivity analysis in different scenarios. The work concludes by presenting the project's profitability and indicators, as

well as situating Spain in a strategic enclave for the export of renewable energy in the future.

Project Finance is based on the project's capacity to generate positive cash flows and on obtaining a return for shareholders. Thus, the cash flows generated by the project must be sufficient to cover operating costs and repay the principal and interest on the debt contracted. On the other hand, Spain is at the forefront of countries with the greatest growth in the implementation of renewable energies and, therefore, as a whole, it becomes an interesting study that can help in the future to promote projects based on renewable energies.

**Key words:** PNIEC, renewable energies, wind energy, Structured Finance, Project Finance, Free Cash Flow, RCSD.

## ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.	MOTIVACIÓN Y OBJETIVO .....	2
2.1.	Motivación principal.....	2
2.2.	Motivación académica .....	2
2.3.	Objetivo general.....	2
2.4.	Objetivos específicos .....	2
3.	MARCO CONCEPTUAL DEL PNIEC (2021-2030).....	3
3.1.	Sistema energético actual en España .....	3
3.2.	Objetivo del PNIEC y proyección a 2030.....	5
3.3.	Impacto socioeconómico .....	6
	Estimación de inversiones .....	7
	Impactos en el empleo .....	8
	Impactos en las Administraciones Públicas.....	8
	Impactos sociales .....	8
	Impactos sobre la contaminación y la salud pública .....	8
3.4.	Energía Eólica, principal componente de las renovables.....	8
	Impacto en el PIB .....	11
	Impacto en el empleo.....	11
	Innovación .....	11
	Impacto social.....	12
	Impacto sobre la contaminación .....	12
4.	PROJECT FINANCE (PF).....	12
4.1.	¿Qué es un PF? .....	12
	Situación actual.....	13
4.2.	Partes intervinientes y estructura financiera .....	16
	Partes intervinientes.....	16
	Estructura Financiera.....	18
4.3.	Ventajas y limitaciones .....	21
4.4.	Fases del PF .....	23

5.	MODELO FINANCIERO DE LA ENERGÍA EÓLICA DEL PNIEC.....	25
5.1.	Detalles del proyecto .....	25
	Duración del proyecto.....	26
	Potencia instalada .....	26
	Financiación.....	26
	Ingresos brutos.....	28
	CapEx .....	29
5.2.	Riesgos, coberturas y mitigantes .....	32
5.3.	Principales métricas y resultados del proyecto .....	33
	Flujos de Caja Libre.....	33
	Tasa de descuento o WACC .....	35
	Rentabilidad: VAN y TIR.....	36
	Ratios de control .....	38
5.4.	Análisis de sensibilidad y de escenarios .....	41
	Análisis de sensibilidad .....	41
	Análisis de escenarios.....	43
6.	CONCLUSIÓN .....	44
7.	LIMITACIONES Y PROSPECTIVAS.....	46
8.	BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA .....	47
	BIBLIOGRAFÍA .....	47
	WEBGRAFÍA.....	48
	ANEXO .....	49
	ANEXO 1. <i>Modelo financiero: Financiación en millones de euros.</i> .....	49
	ANEXO 2. <i>Modelo financiero: Ingresos brutos anuales en millones de euros.</i> .....	50
	ANEXO 3. <i>Modelo financiero: Flujos de caja en millones de euros.</i> .....	51
	ANEXO 4. <i>Modelo financiero: Flujos de caja en cascada del proyecto en millones de euros.</i> .....	52
	ANEXO 5. <i>Modelo financiero: Cuenta de pérdidas y ganancias en millones de euros.</i> ..	53

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Reparto de la demanda energética nacional del año 2020.....	5
Ilustración 2. Evolución del impacto en el PIB en millones de euros de la serie 2021-2030 desagregado por tipo de medida. ....	7
Ilustración 3. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España. .	9
Ilustración 4. Generación eólica por provincias en el año 2020.....	10
Ilustración 5. Inversión mundial en el sector eléctrico por fuente principal de financiación y PF de energía renovable.....	15
Ilustración 6. Estructura típica de un Project Finance .....	16
Ilustración 7. Modelo base de un Project Finance.....	19
Ilustración 8. Distribución de la financiación de un parque eólico .....	20
Ilustración 9. Etapas de un Project Finance.....	23
Ilustración 10. Estructura de capital de la energía eólica del PNIEC.....	28
Ilustración 11. Precio de los aerogeneradores a nivel mundial medido en millones de euro por cada Megavatio producido .....	31
Ilustración 12. Flujo de caja libre del proyecto .....	34
Ilustración 13. Flujo de caja libre del proyecto .....	35
Ilustración 14.Evolución de la TIR del proyecto.....	37
Ilustración 15. Evolución de la TIR del accionista.....	38
Ilustración 16. Representación del servicio de la deuda y flujo de caja antes del servicio de la deuda del proyecto .....	39
Ilustración 17. Evolución de la ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda.....	39
Ilustración 18. Evolución de la ratio LLCR.. .....	40

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Potencia energética instalada en España (MW) en los años 2015 y 2020.....	4
Tabla 2. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en el año 2020 y acumulada (en MW y porcentaje de cuota de mercado)..	10
Tabla 3. Potencia eólica instalada en el PNIEC en MW y grado de avance en porcentaje.....	26
Tabla 4. Estructura financiera.....	27
Tabla 5. Desglose de los costes totales de CapEx (Millones de euros).....	30
Tabla 6. Tabla resumen de los resultados del proyecto.....	37
Tabla 7. Análisis de sensibilidad del proyecto.....	41
Tabla 8. Tabla de escenarios del proyecto.....	43
Tabla 9. Resultados del análisis de escenarios del proyecto .....	43
Tabla 10. Tabla resumen con la rentabilidad y estructura de capital del proyecto.....	44

# 1. INTRODUCCIÓN

La sociedad actual está involucrada en una concienciación ambiental sin precedentes como consecuencia de los palpables síntomas del cambio climático (elevación de las temperaturas del planeta que conllevan la desaparición de glaciares, ascenso del nivel del mar, etc.). Esta movilización social se ha materializado políticamente en la *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*, que se inició con el *Protocolo de Kioto* (Japón) en 1997, *Enmienda de Doha* (Qatar) en 2012 y el *Acuerdo de París* de 2015. Su objetivo fundamental es parar el ascenso de la temperatura del planeta, utilizando como herramienta principal la disminución drástica de los gases de efecto invernadero, en particular el CO<sub>2</sub>.

Este objetivo requiere un esfuerzo globalizado y un cambio de paradigma basado en una revolución tecnológica, con similitudes a la revolución industrial, pero con importantes diferencias, la más significativa seguramente es su periodo de aplicación, ahora todo transcurre más deprisa (los cambios de un siglo de revolución industrial apenas deberán realizarse en dos décadas de revolución tecnológica).

La Unión Europea se ha puesto a la cabeza del desafío y España, a diferencia de otras ocasiones, tiene un liderazgo destacado, potenciado por sus condiciones climáticas favorables para este cambio. Cada Estado miembro ha elaborado su **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**, que de forma resumida apuesta por las energías renovables (eólica, solar, hidráulica, hidrógeno) y abandona o ralentiza las no renovables (térmicas de carbón o gas y nucleares).

Al finalizar el año 2030, España se plantea consolidar la energía eólica como la de mayor potencia instalada con 50.333 MW, seguida de la solar con 46.484 MW y el ciclo combinado (térmica de gas) con 26.612 MW.

A fecha de hoy, la energía eólica es la mayoritaria en cuanto a potencia instalada con 27.000 MW, seguida del ciclo combinado con 26.250 MW y la hidráulica con 20.429 MW.

El reto para la energía eólica en España es mayúsculo, debe duplicar su potencia instalada en apenas 9 años, generando un gran impacto económico, con repercusiones sobre el empleo, sociales y la salud pública. Estas son las razones por las que se ha escogido su estudio financiero en este Trabajo Fin de Máster.

El Project Finance puede resultar un modelo de financiación atractivo en el caso de proyectos de gran envergadura que puedan sobrevivir como unidades económicas independientes, es decir, en el caso de que las empresas patrocinadoras sean sensibles a emplear deudas en la financiación de proyectos y al riesgo que acompaña a la ejecución del proyecto. El Project Finance parece especialmente adecuada en los casos en que las empresas desean conservar el control operativo del proyecto, aceptar contratos complejos, obligaciones firmes y una rígida auditoría financiera que normalmente acompaña a la financiación de proyectos como modelo de financiación.

## **2. MOTIVACIÓN Y OBJETIVO**

### **2.1. Motivación principal**

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster titulado “*Estudio financiero de la energía eólica en el PNIEC (2021-2030)*” tiene una doble motivación: por un lado, avanzar en el conocimiento de un tema tan relevante hoy en día como el de las energías renovables; por otro lado, aplicar mis conocimientos de financiación estructurada, modelización financiera y valoración a un caso real.

### **2.2. Motivación académica**

Servir de base para demostrar la posesión de los conocimientos, capacidades y aptitudes exigibles en el Máster Universitario en FINANZAS DE EMPRESA.

### **2.3. Objetivo general**

Proponer el modelo de financiación de un Project Finance basado en la energía eólica recogida en el Plan Nacional Español Integrado de Energía y Clima.

### **2.4. Objetivos específicos**

- Analizar el marco conceptual del PNIEC y sus objetivos a 2030, con el fin de recopilar la información necesaria para la toma de decisiones (potencia instalada, desglose de generación eléctrica, objetivos a 2030, etc.).
- Evaluar las distintas alternativas del Project Finance.

- Definir el modelo financiero de energía eólica del PNIEC (duración, estructura financiera y cobertura de riesgos).
- Elaborar un análisis de sensibilidad que permita adoptar las acciones oportunas en distintos escenarios.

### 3. MARCO CONCEPTUAL DEL PNIEC (2021-2030)

El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante, adoptado por 196 países en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015.

Su objetivo es **limitar el calentamiento mundial del planeta**, rebajando la temperatura por debajo de 2 grados centígrados, preferiblemente a **1,5° C**, en comparación con los niveles preindustriales. Para alcanzar este objetivo los países se proponen lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.<sup>1</sup>

La Unión Europea ratificó el Acuerdo de París en octubre de 2016 (entró en vigor en noviembre de ese año y España en 2017), con los objetivos vinculantes para 2030 siguientes: 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, aumento hasta el 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta, 32,5% de mejora de la eficiencia energética y aumentar un 15% la interconexión eléctrica de los Estados miembros. Además, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**

En enero de 2020, España elabora su PNIEC 2021-2030, que permitirá alcanzar los siguientes resultados en 2030: 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990, 42% de renovables sobre el uso final de la energía, 39,5% de mejora de la eficiencia energética y 74% de energía renovable en la generación eléctrica.<sup>2</sup>

#### 3.1. Sistema energético actual en España

Existen dos conceptos importantes a considerar: la potencia instalada y la demanda.

---

<sup>1</sup> United Nations. Climate Change (2021). <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>. Junio 2021

<sup>2</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Págs:8-11

La potencia total instalada nacional al finalizar el año 2020 fue de 110.888 MW (111GW), y su distribución se representa en la siguiente tabla elaborada a partir de los datos proporcionados por Red Eléctrica de España (REE):

<b>POTENCIA (MW) INSTALADA EN ESPAÑA</b>			
	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2020 (%)</b>
<b>Eólica</b>	22.933	27.500	24,8%
<b>Solar fotovoltaica</b>	4.681	11.759	10,6%
<b>Solar termoeléctrica</b>	2.304	2.304	2,1%
<b>Hidráulica</b>	17.043	17.098	15,4%
<b>Bombeo Mixto</b>	3.331	3.331	3,0%
<b>Bombeo Puro</b>			0,0%
<b>Biogás</b>		No definido	
<b>Otras renovables</b>	887	1.090	1,0%
<b>Biomasa</b>		No definido	
<b>Carbón</b>	10.962	5.733	5,2%
<b>Ciclo combinado</b>	26.636	26.250	23,7%
<b>Cogeneración</b>	6.246	5.711	5,2%
<b>Fuel y Fuel/Gas</b>	2.452	2.410	2,2%
<b>Residuos y otros</b>	605	585	0,5%
<b>Nuclear</b>	7.573	7.117	6,4%
<b>Almacenamiento</b>	0	0	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>105.653</b>	<b>110.888</b>	<b>1</b>

Tabla 1. Potencia energética instalada en España (MW) en los años 2015 y 2020.

Fuente: Elaboración propia con datos de Red Eléctrica de España (REE).

Como se puede observar, al finalizar el año 2020 la energía renovable instalada representaba el 56% de la potencia total (25% eólica, 18% hidráulica y 13% solar).

En cuanto a la demanda del año 2020, según datos de REE, el total fue de 249.970 GWh, un 5,6 % menos que en el 2019, repartidos en un 44 % de energía renovable (21,8% eólica, 12,2 % hidráulica, 7,9 % solar, 1,8 % otras renovables y 0,3% residuos) y un 56 % de no renovable (22,2 % nuclear, 17,5 % ciclo combinado, 10,8 % cogeneración, 2 % carbón, 1,7 % *fuel*+gas, 1,1 % turbinación bombeo, 0,8% residuo no renovables).<sup>3</sup>

En opinión del autor del presente Trabajo de Fin de Máster, los porcentajes están mal aplicados por cuanto el 1,1 % de turbinación por bombeo, es decir aquella que se

<sup>3</sup> Red Eléctrica de España. Nota de Prensa.05/01/2021. La demanda de energía eléctrica de España asciende un 1,4 % en diciembre. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/01/demanda-energia-electrica-espana-asciende-diciembre-2020>.

bombea en horas valle para turbinarse en horas punta, corresponde a energía renovable hidroeléctrica. De esta forma la demanda de energía renovable sería del 45,1% y la no renovable del 54,9 %.

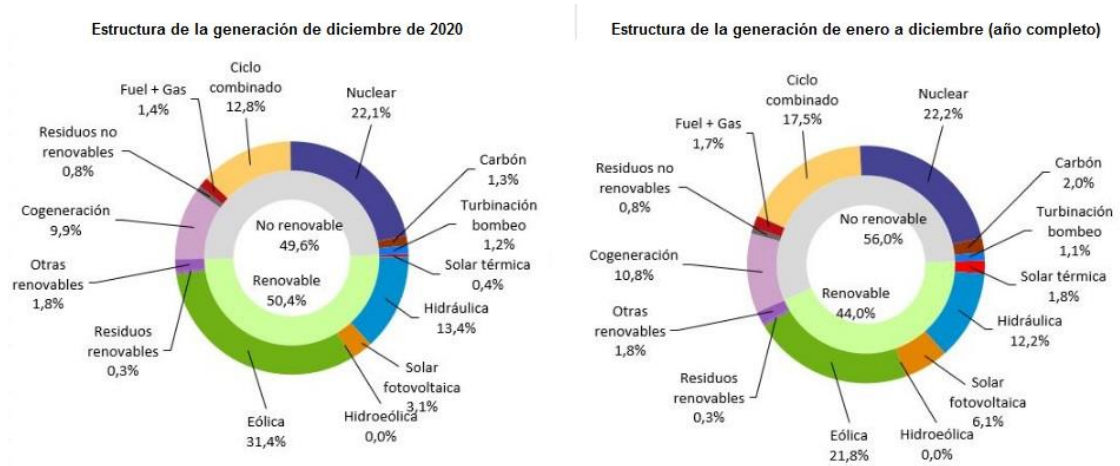


Ilustración 1. Reparto de la demanda energética nacional del año 2020.

Fuente REE. 2021. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/01/demanda-energia-electrica-espana-asciende-diciembre-2020>

### 3.2. Objetivo del PNIEC y proyección a 2030.

El PNIEC 2021-2030, prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW (frente a los 111 GW en 2020), aumentando la presencia de las energías renovables sobre el uso final, que se incrementa del 56% previsto para el año 2020, al 75% en 2030, según se puede observar en la siguiente tabla:

<b>EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA (MW) INSTALADA EN ESPAÑA</b>				
	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>Diferencia</b>	<b>Diferencia sobre el total(%)</b>
<b>Eólica</b>	27.500	50.333	22.833	46%
<b>Solar fotovoltaica</b>	11.759	39.181	27.422	55%
<b>Solar termoeléctrica</b>	2.304	7.303	4.999	10%
<b>Hidráulica</b>	17.098	14.609	-2.489	-5%
<b>Bombeo Mixto</b>	3.331	2.687	-644	-1%
<b>Bombeo Puro</b>		6.837	6.837	14%
<b>Biogás</b>	No definido	241	241	0%
<b>Otras renovables</b>	1.090	80	-1.010	-2%
<b>Biomasa</b>	No definido	1.408	1.408	3%
<b>Carbón</b>	5.733	0	-5.733	-11%
<b>Ciclo combinado</b>	26.250	26.612	362	1%
<b>Cogeneración</b>	5.711	3.670	-2.041	-4%
<b>Fuel y Fuel/Gas</b>	2.410	1.854	-556	-1%
<b>Residuos y otros</b>	585	341	-244	0%
<b>Nuclear</b>	7.117	3.181	-3.936	-8%
<b>Almacenamiento</b>	0	2.500	2.500	5%
<b>TOTAL</b>	<b>110.888</b>	<b>160.837</b>	<b>49.949</b>	<b>100%</b>

Tabla 2. Evolución de la potencia de energía instalada en España.

Los datos del año 2020 corresponden a los reales publicados por REE y los del año 2030 son la previsión del PNIEC 2021-2030. Elaboración propia.

El incremento de potencia más importante se produce en las energías renovables (55% del total aumentado será solar fotovoltaica, 46% eólica, 10 % en solar termoeléctrica, 14 % del bombeo puro, aunque disminuye ligeramente la hidráulica, sin encontrarle explicación alguna). Como se observa, estos incrementos de renovables superan el 100 %, lo cual solo se puede lograr mediante la disminución de las energías no renovables (11% carbón, 8 % nuclear, 4% cogeneración, 1% fuel y fuel/gas).

En resumen, el plan incrementará la potencia instalada en renovables hasta el año 2030 en 64.591 MW (32.421 MW de solar, 22.833 MW de eólica, 6.837 MW de bombeo puro y 2.500 MW de almacenamiento) disminuyendo las no renovables.

### **3.3. Impacto socioeconómico**

Las medidas y actuaciones previstas en el **PNIEC 2021-2030**, además de conseguir la reducción de los gases de efecto invernadero, generarán un gran impacto económico,

con repercusiones sobre el empleo, sociales y para la salud pública, tal y como se resume a continuación extractándolo del citado Plan<sup>4</sup>.

### Estimación de inversiones

Las inversiones totales necesarias para lograr los objetivos del PNIEC entre 2021-2030 alcanzarán los 241.000 millones de euros (80 % de inversión privada y 20 % del sector público).

El PNIEC generará un aumento del PIB entre 16.500-25.700 M€/año (un 1,8% del PIB en 2030). El impacto positivo proviene principalmente del impulso económico que generan las nuevas inversiones en renovables, ahorro y eficiencia, redes de interconexión, y de los efectos derivados del “cambio energético” que generan un impacto creciente al final de la década.

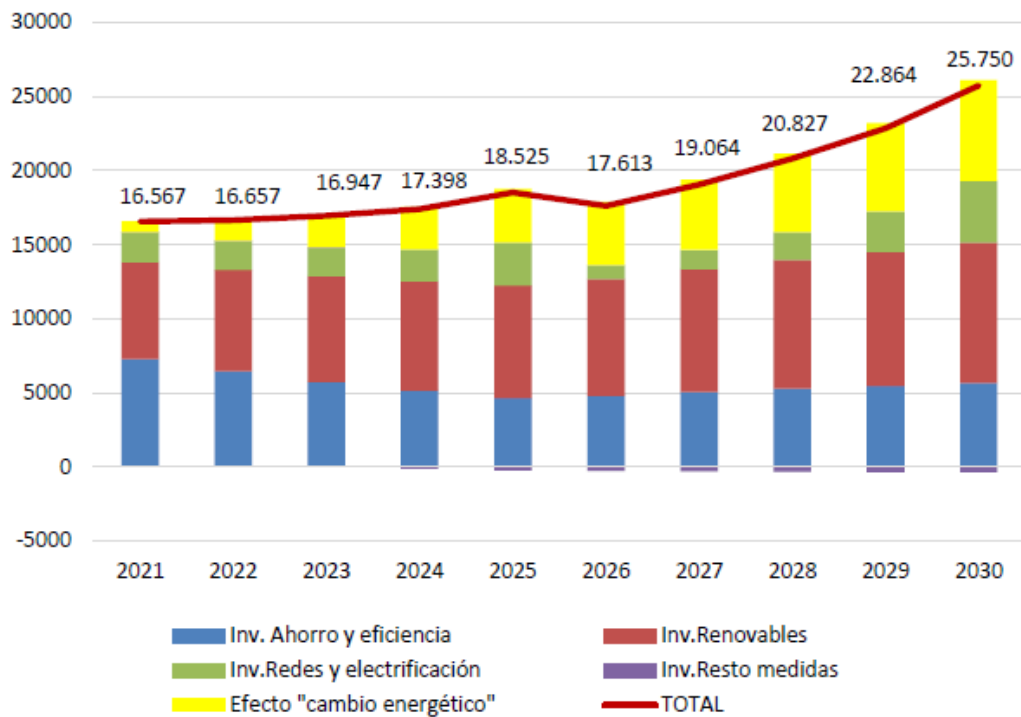


Ilustración 2. Evolución del impacto en el PIB en millones de euros de la serie 2021-2030 desagregado por tipo de medida. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Págs:215

<sup>4</sup> Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030. Págs:211-226.

### **Impactos en el empleo**

Las medidas que se pondrán en marcha generarán entre 253.000 y 348.000 nuevos empleos al año (un aumento del 1,7% en el empleo en 2030). Solo las inversiones en renovables generarán entre 107.000 y 135.000 empleos/año durante la década, que beneficiará a la industria manufacturera, a la construcción, y a los servicios asociados al sector renovable.

La única rama, que obtiene una pérdida neta de empleo es la de las Industrias extractivas (-700 empleos), derivada de la reducción de la actividad en la extracción de carbón.

### **Impactos en las Administraciones Públicas**

El PNIEC permitirá ahorrar 67.000 millones de euros hasta 2030 respecto al Escenario Tendencial, por la reducción de la demanda de importación de combustibles fósiles, lo que mejorará además la seguridad energética al ser sustituida esta fuente por energías autóctonas.

### **Impactos sociales**

El PNIEC favorecerá a los hogares de menor renta y a los colectivos vulnerables, que verán aumentada su renta y su consumo en una proporción mayor que el resto de los hogares. En la evaluación del PNIEC se comprueba cómo el efecto sobre el consumo final aumenta en mayor medida en los quintiles de menor renta, es decir, las medidas del PNIEC tiene un efecto progresivo.

### **Impactos sobre la contaminación y la salud pública**

Las medidas tendrán una incidencia muy positiva en términos de salud. La mejora de la calidad del aire con las medidas previstas en el Plan evitará la muerte prematura de alrededor de 2.400 personas en España en 2030, lo que supondrá una reducción del 27% con respecto al Escenario Tendencial.

## **3.4. Energía Eólica, principal componente de las renovables**

Durante el año 2020, España ha sido el segundo país europeo en instalación de energía eólica con 2.319 MW, muy próximo al Reino Unido con 2.393 MW, que fue el primero

principalmente con eólica marina <sup>5</sup>. España también es el quinto país del mundo en potencia eólica terrestre acumulada con una tasa del 4 % del total de 621 GW, después de China (37%), EE. UU. (17%), Alemania (9%) e India (6 %) <sup>6</sup>.

La potencia de energía eólica instalada en España es de 27.446 MW, con 21.419 aerogeneradores y 1.265 parques eólicos en 1.037 municipios. Su crecimiento se puede observar en el siguiente gráfico:

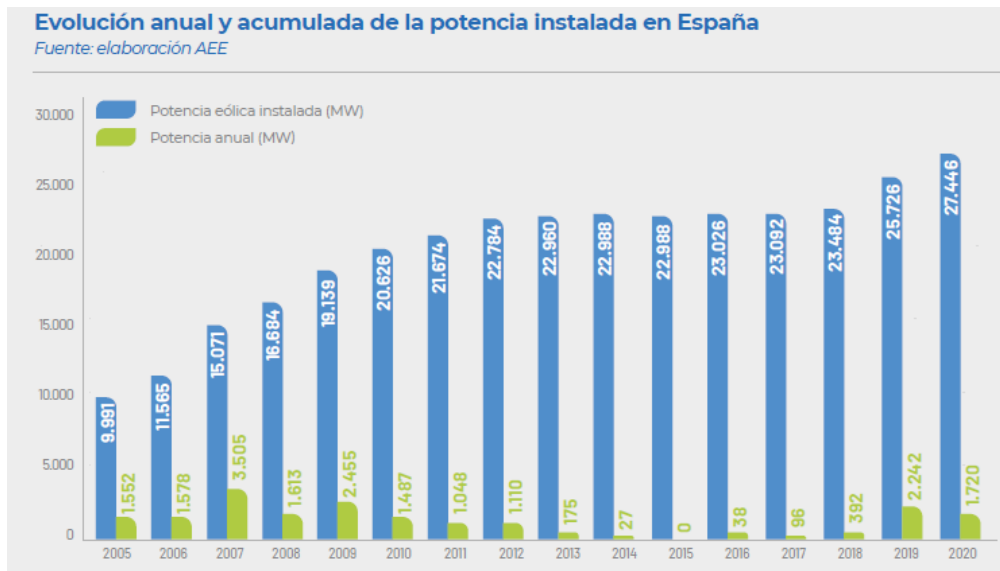


Ilustración 3. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España.

Fuente Asociación Empresarial Eólica (AEE).2021. Anuario Eólico 2021. Página 10

En el año 2020, la energía eólica fue la segunda fuente de generación eléctrica anual con el 21,8% (54.493 GWh), justo por debajo de la energía nuclear que cubrió el 22,1%.

Por comunidades autónomas, la de mayor potencia eólica instalada en el año 2020 fue Aragón (1.051 MW), seguida de Navarra (262 MW) y Castilla y León (216 MW) <sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Wind Europe. 2021. <https://windeurope.org/>. Junio 2021.

<sup>6</sup> Asociación Empresarial Eólica.2021. Anuario Eólico 2021. Página 10

<sup>7</sup> Asociación Empresarial Eólica.2021. Anuario Eólico 2021. Página 10

CCAA	Potencia eólica Instalada en 2020 (MW)	Potencia Acumulada a Cierre de 2020 (MW)	Potencia eólica (%)
Castilla y León	216,30	6.299,81	23,0%
Castilla La Mancha	65,00	3.886,14	14,2%
Galicia	23,60	3.829,19	14,0%
Andalucía	23,63	3.478,45	12,7%
Aragón	1.050,87	4.159,25	15,2%
Cataluña	0,00	1.271,20	4,6%
Comunidad Valenciana	49,79	1.238,78	4,5%
Navarra	262,58	1.302,80	4,7%
Asturias	0,00	589,95	2,1%
La Rioja	0,00	446,62	1,6%
Islas Canarias	28,80	449,83	1,6%
Murcia	0,00	261,96	1,0%
País Vasco	0,00	153,25	0,6%
Extremadura	0,00	39,38	0,1%
Cantabria	0,00	35,30	0,1%
Baleares	0,00	3,68	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>1.720,56</b>	<b>27.445,56</b>	

Tabla 2. Potencia eólica instalada por comunidades autónomas en el año 2020 y acumulada (en MW y porcentaje de cuota de mercado). Fuente: Asociación Empresarial Eólica.2021. Anuario Eólico 2021. Página 10.

En cuanto a la generación eólica, la primera provincia es Zaragoza, seguida de Lugo y Burgos, tal y como se deduce de la siguiente tabla:

<b>Ranking de provincias por generación en 2020</b>			
Fuente: REE y elaboración AEE			
POSICIÓN EN 2020	Provincia	Generación 2020	Posición en 2019
1º	Zaragoza	5.494.628	3º
2º	Lugo	4.849.894	4º
3º	Burgos	4.431.839	2º
4º	Albacete	3.799.644	1º
5º	La Coruña	3.453.367	5º
6º	Cádiz	2.869.043	6º
7º	Soria	2.407.886	7º
8º	Navarra	2.377.904	8º
9º	Cuenca	1.685.036	10º
10º	Palencia	1.609.193	11º

Ilustración 4. Generación eólica por provincias en el año 2020. Fuente: Asociación Empresarial Eólica.2021. Anuario Eólico 2021. Página 10.

## **Impacto en el PIB**

La contribución de la industria de la energía eólica al crecimiento del producto interior bruto en Europa se sitúa en el 0,28% anual para el año 2020 y se incrementará hasta el 0,51 % para el año 2030. Así mismo cada 1.000 € invertidos en energía eólica generan 250 € de ingresos en otros sectores económicos <sup>8</sup>.

La aportación total al PIB del sector eólico en el año 2019 en España fue de 3.998 millones de euros (0,35 % del PIB), de los que 2.752 millones (68,9%) correspondieron a su contribución directa y 1.246 millones (31,1%) a la aportación indirecta. El sector eólico aumentó su contribución un 23,5% (desde 3.237 millones de euro e 2018 hasta 3.998 en 2019), motivado principalmente por la ejecución de la obras promovidas por las subastas de los años anteriores: 500 MW en 2015, 2.980 MW en 2016 y 1.130 MW en 2017 <sup>9</sup>.

España es el tercer país exportador mundial de aerogeneradores con 2.062 millones de euros en 2020 <sup>10</sup>.

## **Impacto en el empleo**

El año 2019, se instalaron 2.242 MW nuevos, hasta alcanzar los 25.726 MW acumulados y se registró un aumento del empleo total en el sector eólico nacional de 28.307 empleos (tasa de 1,1 empleos/MW), de los que 15.132 corresponden a empleo directo (53,5%) y 13.175 al empleo indirecto (46,5%) <sup>11</sup>. El pronóstico para el año 2030 es llegar a los 60.000 empleos en el sector eólico <sup>12</sup>.

## **Innovación**

El sector eólico es una fuente de Investigación y Desarrollo con la creación de 20 centros de investigación (Centro Nacional de Energías Renovables, Fundación CIRCE-Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos, Instituto de Investigación de Energías Renovables de la Universidad de Castilla-La Mancha,

---

<sup>8</sup> Deloitte para Wind Europe. 2017. Local impact, global leadership. The impact of wind energy on jobs and the EU economy. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Local-impact-global-leadership.pdf>. Página 56.

<sup>9</sup> Asociación de Empresas de Energías Renovables. 2020. Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2019. Páginas 65 y 66.

<sup>10</sup> Asociación Empresarial Eólica. 2021. Anuario Eólico 2021. Página 7

<sup>11</sup> Asociación de Empresas de Energías Renovables. 2020. Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2019. Páginas 69.

<sup>12</sup> Asociación Empresarial Eólica. 2021. Anuario Eólico 2021. Página 7

Fundación Tecnalia Research & Innovation, etc.), 9 universidades con actividades en el sector, creación de 683 patentes españolas en la última década (tercera de la Unión Europea y sexta mundial). España es el tercer exportador mundial de aerogeneradores detrás de Dinamarca y Alemania <sup>13</sup>.

### **Impacto social**

La generación de energía eólica ha producido en 2020 un descuento de 5,26 €/MWh, que se ha traducido en la reducción del precio de la energía del mercado mayorista en 1.292 millones de euros. Esta reducción afecta proporcionalmente a toda la sociedad.

### **Impacto sobre la contaminación**

El año 2020 la energía eólica evitó la emisión de 29 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, lo que redundará en la salud general y del planeta.

## **4. PROJECT FINANCE (PF)**

En el siguiente epígrafe analizaremos qué es, ventajas e inconvenientes, fases y partes implicadas del Project Finance, PF de ahora en adelante, con el fin de establecer un marco teórico de la estructura financiera en el que se va a apoyar el análisis de la energía eólica.

### **4.1. ¿Qué es un PF?**

Es un tipo de financiación estructurada de proyectos industriales y de infraestructuras a largo plazo que se fundamenta en la capacidad del proyecto de generar *cashflows* positivos y no en la solvencia de los patrocinadores que plantean el negocio a ser financiado<sup>14</sup>. Por lo general, la estructura de financiación de un proyecto involucra a varios inversores de capital, conocidos como patrocinadores, y un sindicato de bancos u otras instituciones crediticias que otorgan préstamos a la operación<sup>15</sup>.

Para que un proyecto sea considerado Project Finance debe contar con los siguientes requisitos:

---

<sup>13</sup> Asociación Empresarial Eólica. 2021. Anuario Eólico 2021. Páginas 4, 7, 118

<sup>14</sup> Circulante, blog financiero. 2019. <https://circulante.com/financiacion/financiacion-estructurada-proyectos>

<sup>15</sup> Por lo general, son préstamos sin recurso, que están garantizados por los activos del proyecto y se pagan íntegramente con el flujo de caja del proyecto, en lugar de con los activos generales o la solvencia de los patrocinadores del proyecto.

1. Articular el PF sobre la figura de una Sociedad Vehículo de Inversión (o SPV<sup>16</sup> por sus siglas en inglés). La SPV es una sociedad con personalidad jurídica independiente de su promotor que debe ser la titular de los activos del proyecto y tiene la responsabilidad de ejecutar, obtener financiación, remunerar a los accionistas y controlar el pago de las deudas del proyecto.
2. El proyecto debe ser intensivo en capital y con un largo periodo de maduración de entre 15 y 40 años.
3. El proyecto debe tener flujos recurrentes y estables que garanticen el pago del servicio de la deuda. En un sector tecnología sería difícil articular un PF debido a la poca presencia de flujos previsibles.
4. Todos los integrantes del PF deben de acreditar una solvencia tanto económica como técnica.
5. Los fondos se obtienen sin garantías de los promotores, el promotor no avala las operaciones. Los flujos de caja generados son la garantía que respalda el proyecto para mantener el proyecto, devolver la deuda y dar rentabilidad al accionista. Si el proyecto cuenta con la garantía del promotor entonces no se puede considerar PF.

Reunidos estos requisitos, los principales ámbitos de aplicación del PF son los siguientes:

- Aguas: purificación, abastecimiento o saneamiento.
- Telecomunicaciones: satélites, telefonía móvil o por cable.
- Proyectos industriales de medioambiente: minería, gas, siderometalurgia.
- Infraestructuras: vías de comunicación como autopistas o túneles, gasoductos, hospitales, universidades o cárceles entre otros.
- Inmobiliario: oficinas, parkings, hoteles, centros comerciales.
- Energías renovables y aprovechamientos energéticos: residuos sólidos, biomasa eólica, geotérmica, etc.

### **Situación actual**

El PF como financiación estructurada tiene su origen a finales del siglo XVIII en Inglaterra cuando mediante fondos privados, se construyeron carreteras teniendo como

---

<sup>16</sup> *Special Purpose Vehicle*

garantía los peajes que se iban a recibir en un futuro. Sin embargo, no es hasta finales del siglo XX cuando se popularizó este modelo financiero. Esta iniciativa ha tenido mayor aplicación en EEUU e Inglaterra donde también aparecen los primeros intentos reguladores como la denominada PURPA (Public Utility Regulatory Power Act, 1987) en Estados Unidos y la Sociedad Británica de Iniciativas Privadas (Private Finance Initiative, PFI, 1992)<sup>17</sup>. Originalmente, la financiación de proyectos se utilizaba en sectores con un mercado cautivo estable, escaso riesgo tecnológico y escaso riesgo país. A lo largo de los años, la técnica se ha ido implantando cada vez más en sectores y países más arriesgados.

El uso de PF para la financiación de nuevos proyectos ha crecido en los últimos años (*Ilustración 5*), con su mayor contribución ahora en el sector de la energía renovable a escala de servicios públicos.

La financiación de proyectos desempeña un papel importante en Estados Unidos, donde los recientes cambios en el código fiscal no han mermado la disponibilidad de fondos propios para la energía solar fotovoltaica y eólica. En Europa, mientras que la financiación de proyectos para la eólica terrestre se ha mantenido estable, la de la eólica marina ha crecido a medida que la madurez de la tecnología ha aumentado y los riesgos han disminuido, gracias a la licitación de contratos a largo plazo y, en algunos mercados, a que los operadores de sistemas asumen los riesgos de conexión a la red. La financiación de proyectos de energías renovables también se ha extendido a Australia, Japón y América Latina, impulsada por políticas que ayudan a gestionar los riesgos.

---

<sup>17</sup> European PPP Expertise Centre. 2010. Project Finance. <https://www.eib.org/epec/g2g/annex/1-project-finance/index.htm>

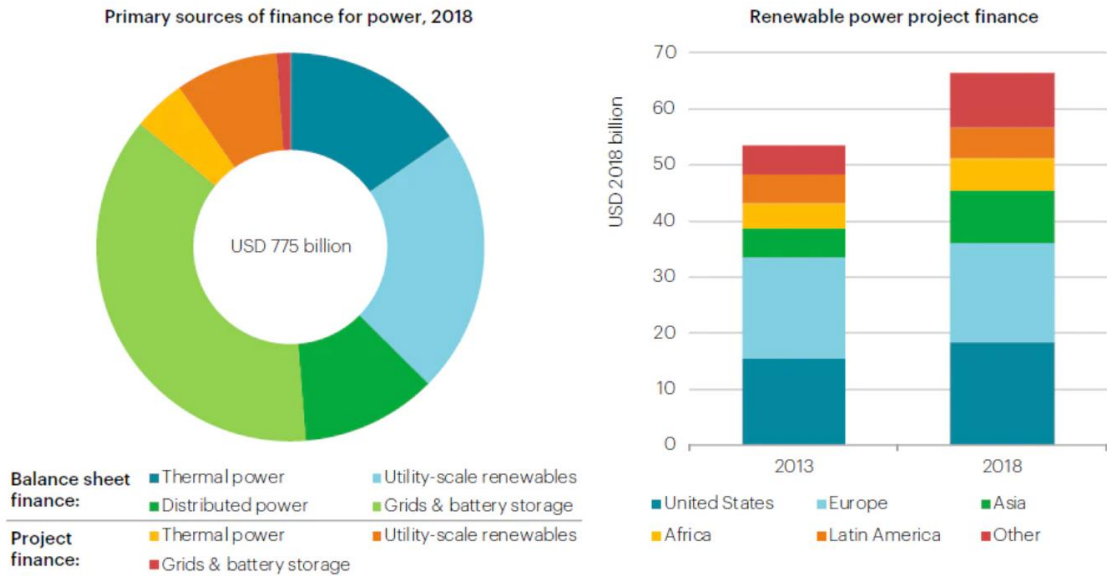


Ilustración 5. Inversión mundial en el sector eléctrico por fuente principal de financiación y PF de energía renovable. Fuente: IEA basado en datos de: IJGlobal (2019), WindEurope (2019) y US DOE (2018).

Más del 95% de las inversiones en el sector eléctrico fueron realizadas por empresas que operan con ingresos totalmente regulados o con mecanismos contractuales a largo plazo para gestionar el riesgo de ingresos asociado a los precios variables del mercado mayorista. En muchos países con mercados mayoristas competitivos, las señales de precios a corto plazo por sí solas siguen siendo demasiado bajas para desencadenar inversiones en los activos más intensivos en capital (IEA, 2018)<sup>18</sup>.

Hoy en día, en línea con la tendencia mundial el principal sector de aplicación de Project Finance en España es el de proyectos de energías renovables debido principalmente al creciente impulso que ha manifestado el Gobierno en la explotación de este tipo de energía, asegurando la compra de la totalidad de la energía producida a través de la subasta pública, así como la dotación de subvenciones a las propias empresas del sector energético<sup>19</sup>.

Con datos recogidos del diario económico español *Cinco Días*<sup>20</sup>: La energía, especialmente renovable, ha sido un sector refugio para los inversores durante la COVID. El volumen de financiación de proyectos de fuentes limpias de los diez primeros bancos fue de 6.718 millones de euros en 2020. Esto significa un aumento del 29,2% respecto a 2019.

<sup>18</sup> International Energy Agency (IEA). 2018. *How will the electricity market of the future work?*

<sup>19</sup> Europapress. Enero 2021. El Gobierno lanza una expresión de interés para buscar mecanismos de impulso a las renovables.

<sup>20</sup> Cinco Días. Febrero 2021. Las energías que seducen a la banca.

El Banco Santander cerró 2020 siendo el primero en financiación de proyectos verdes en España y en el mundo, según Dealogic. Participó en 28 operaciones por un valor de 1.170 millones, un 17,4% de la actividad en España. CaixaBank el año pasado financió 39 proyectos por un importe de 3.163 millones en todos los mercados. En España, el volumen alcanzó 2.070 millones, aumentó un 63% respecto a 2019. Por otra parte, Enertis, consultora líder de energías renovables asesoró 150 proyectos fotovoltaicos en 2020 en España por valor de 4.500 millones y prevé un alza del 30% en 2021.

## 4.2. Partes intervinientes y estructura financiera

Los PF son transacciones complejas que a menudo requieren numerosos actores en relaciones interdependientes. Debido a esta complejidad, no todos los proyectos siguen la misma estructura y no todos los colaboradores participan en todos los proyectos.

### Partes intervinientes

A continuación, se expone la estructura típica de PF:

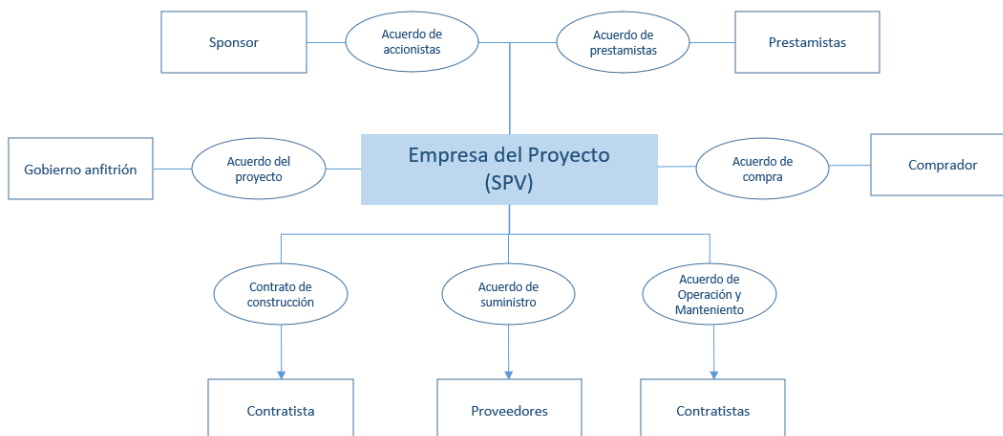


Ilustración 6. Estructura típica de un Project Finance. Fuente: Elaboración propia con datos de Project Finance for dummies.

La descripción de cada una de las partes implicadas es la siguiente:

- **Empresa del proyecto (SPV).** Es la entidad legal que poseerá, desarrollará, construirá, operará y mantendrá el proyecto. La compañía del proyecto es generalmente una SPV creada en el país anfitrión del proyecto y, por lo tanto, sujeta a las leyes de ese país.

Una empresa de proyectos puede crearse de dos maneras: a) cuando el gobierno anfitrión solicita ofertas y selecciona al mejor candidato entre los licitadores; b) una empresa o grupo de empresas puede iniciar un proyecto por su cuenta, con o sin solicitar la participación del gobierno anfitrión. La SPV estará controlada por sus propietarios.

- **Gobierno anfitrión.** Es el gobierno del país en el que se ubica el proyecto. El gobierno anfitrión suele participar como emisor de permisos, licencias, autorizaciones y concesiones. También puede conceder previsiones de disponibilidad de divisas y concesiones fiscales. Asimismo, puede intervenir como comprador de productos de consumo o como proveedor de materias primas o combustible.
  
- **Patrocinadores (Sponsors).** Los inversores y propietarios de la empresa del proyecto pueden ser una sola parte o, más frecuentemente, un consorcio entre los que diferenciamos:
  - Patrocinadores industriales: ven la iniciativa vinculada a su actividad principal.
  - Patrocinadores públicos: gobierno central o local, municipios o empresas municipalizadas, cuyos objetivos se centran en el bienestar social.
  - Contratistas: desarrollan, construyen o gestionan el proyecto y están interesados en participar en la iniciativa aportando capital y/o deuda subordinada.
  - Inversores puramente financieros: Los encargados de asesorar y proporcionar los fondos necesarios para llevar a cabo los proyectos.
  
- **Prestamistas.** Normalmente incluye uno o más bancos comerciales y/o agencias multilaterales y/o agencias de crédito a la exportación y/o tenedores de bonos.
  
- **Compradores (Off Takers):** Una o varias partes estarán obligadas por contrato a "comprar" una parte o la totalidad del producto o servicio producido por el proyecto. El contrato de compraventa es un recurso frecuente en la minería, la construcción y otras industrias de gran importancia.

- **Proveedores.** Una o varias partes proporcionan materias primas u otros insumos al proyecto a cambio de un pago.
- **Contratistas.** El diseño y construcción del proyecto se hará generalmente a través de contratos de ingeniería, adquisición y construcción (EPC por sus siglas en inglés) y de operaciones y mantenimiento (O&M por sus siglas en inglés) respectivamente.

### **Estructura Financiera**

La estructura financiera de un PF debe estar definida por los siguientes factores:

- **Fuentes de financiación:** por norma general la proporción de las distintas fuentes de financiación en un PF es de la siguiente manera: a) Fondos propios (5%-25%); b) Deuda Subordinada (0%-30%); c) Deuda Senior (60%-95%).
- **Estructura de los Fondos Propios:** Los fondos propios serán los aportados por los promotores del proyecto. La deuda subordinada puede ser también aportada por los promotores de forma que sería una manera de poder percibir rendimientos desde el inicio de su entrada en explotación, a través de los intereses de estos fondos aportados en forma de deuda subordinada.
- **Estructura de la deuda:** Existen diferentes tipos de deuda según el orden de prelación:
  - La deuda Senior será planteada por los bancos que a su vez podrá ser estructurada en diferentes tramos de diversa modalidad. En la *Ilustración 7* se puede ver un ejemplo de deuda estructurada en tres tramos:  
(1) En forma de préstamos amortizables, **Tramo A**; (2) En forma de línea de crédito, **Tramo B**, este tramo crece inicialmente para financiar el circulante en los primeros años y, a su vez, pagar los intereses del Tramo A y; (3) bonos, **Tramo C**, este tramo experimenta un crecimiento los primeros años lo que parece indicar que se trata de un bono cupón cero.

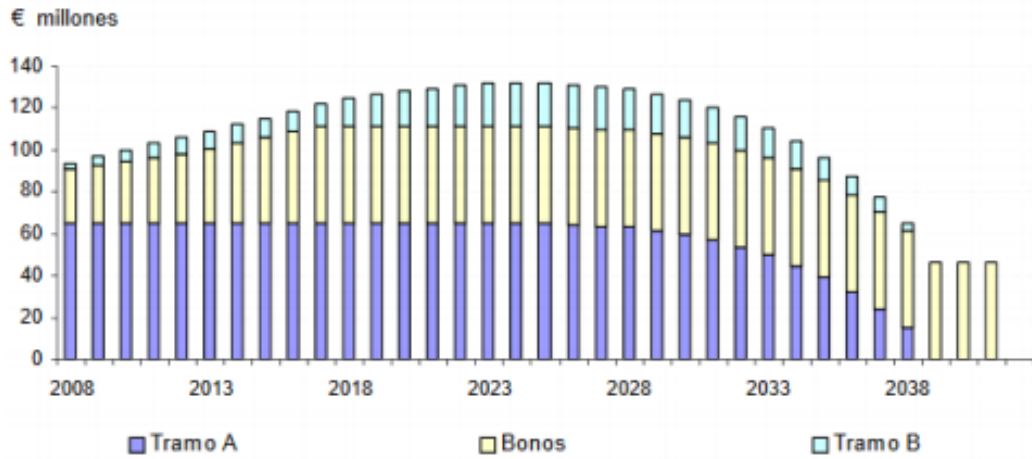


Ilustración 7. Modelo base de un Project Finance. Fuente: Jiménez, G. Project Finance en energías renovables

- Deuda subordinada: es la segunda en términos de prelación, eso significa que, en caso de impago, es la segunda en la fila para ser indemnizada después de los prestamistas Senior. Un ejemplo son las participaciones preferentes.
- Deuda Mezzanine: préstamos no garantizados, de mayor rendimiento, que están subordinados a los préstamos senior y a los préstamos garantizados, pero que siguen estando por encima del capital en términos de prelación.
- Promissory notes: (a veces llamados cuasi-capital), en los que una inversión comienza como un préstamo, pero puede convertirse, o se convierte automáticamente, en una clase de activo diferente, como una participación en el capital, en función de los hitos alcanzados.
- Préstamos para la construcción: financiación a corto plazo suscrita por el préstamo principal, préstamos puente<sup>21</sup> y muchos otros.

En un parque eólico terrestre, los fondos propios suelen representar entre el 20% y el 30% de la financiación total, con acciones ordinarias o preferentes. El apalancamiento estándar varía entre el 70/30 (70% endeudamiento, 30% fondos propios) y el 85/15.

<sup>21</sup> Financiación a corto plazo que se produce entre la tramitación de dos préstamos.

Otras fuentes de endeudamiento son la deuda junior (*mezzanine*) no garantizada y la deuda senior.

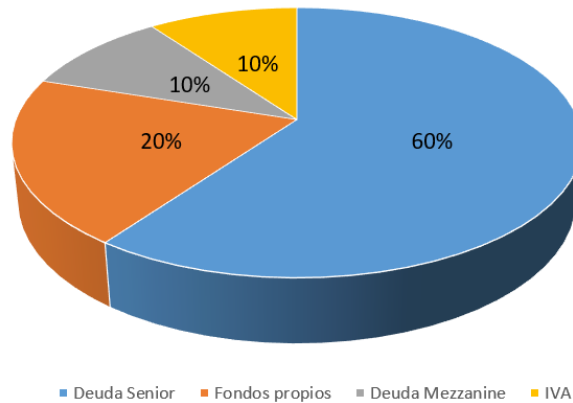


Ilustración 8. Distribución de la financiación de un parque eólico. Fuente: Elaboración propia.

Para los bancos una de las principales ventajas es que al ser una estructura apalancada los márgenes y comisiones son más elevados. Es por ello por lo que, a menudo, los bancos exigen numerosas cláusulas denominadas *covenants* como, por ejemplo: condiciones de obligado cumplimiento, restricciones, límites de riesgos, cumplimiento de pactos y ratios financieros, etc. El incumplimiento de los *covenants* conlleva penalizaciones, el caso más grave es el “*case of default*” en el que se exige de inmediato el reembolso del préstamo otorgado.

- **Magnitudes:** Una vez fijados los fondos propios y la deuda se deben tener en cuenta las siguientes magnitudes: (1) RCSD<sup>22</sup>; (2) LLCR<sup>23</sup>; (3) WACC; (4) TIR.

En primer lugar, el RCSD es la ratio de endeudamiento más utilizado en la financiación de proyectos, es utilizado para medir la capacidad de generación de flujos de caja que permitan devolución tanto de la deuda como de los gastos financieros. De esta manera, el valor mínimo aceptable de la ratio sería 1 aunque en numerosas ocasiones existen *covenants* que establecen esta ratio en 1,2.

$$\text{RCSD} = \frac{\text{Flujos de caja para el servicio de la deuda}}{\text{Servicio total de la deuda}}$$

Siendo: Servicio total de la deuda= Pago Principal anual + Gastos financieros anuales

<sup>22</sup> Ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda. DSCR por sus siglas en español.

<sup>23</sup> Loan Life Coverage Ratio o Coeficiente de cobertura de vida del préstamo.

Una vez obtenido el pago principal que es necesario desembolsar anualmente, se multiplica por el número de años de la vida de la deuda y se obtiene así la deuda máxima soportada en el proyecto.

En segundo lugar, la LLCR es utilizada para estimar la solvencia de una empresa, o la capacidad de una empresa prestataria para devolver un préstamo pendiente. Se define como el Valor Actual (VA) del Flujo de Caja Disponible para el Servicio de la Deuda (FCLSD) y la Deuda pendiente en el periodo (t).

$$LLCR = \frac{VA(FCLSD; COSTE DEUDA)t}{DEUDA EN BALANCE t}$$

El WACC es la tasa de descuento que debe utilizarse para determinar el valor actual de los flujos de caja futuros del proyecto. Se define como la media ponderada del coste de capital y de la deuda teniendo en cuenta la estructura del pasivo y patrimonio neto, así como la tasa impositiva. Por lo general, el coste de la deuda es inferior al de los fondos propios, ya que los gastos de intereses son deducibles fiscalmente.

$$WACC = Ke \frac{E}{E+D} + Kd (1 - T) \frac{D}{E+D}$$

kd= Coste de la deuda D=Deuda Financiera E=Fondos Propios a valor de mercado

ke = Coste de los Fondos Propios

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR) es la tasa de interés que se debe utilizar para que el valor actual neto (VAN) del proyecto sea igual a 0.

### 4.3. Ventajas y limitaciones

La financiación de proyectos tiene numerosas ventajas en comparación con la financiación directa basada en la empresa.

Las principales **ventajas** de la utilización del PF como método de financiación estructurada se pueden definir en 5 puntos:

- 1) Permite a los promotores ejecutar proyectos cuyas capacidades exceda para obtener financiación bien mediante recursos propios o endeudamiento externo.

Adicionalmente, no compromete otros negocios de los promotores al sacar la operación fuera del Balance;

2) Mitiga costosos problemas de agencia: Las estructuras de capital altamente apalancadas de PF juegan un papel disciplinario importante, porque evitan que los gerentes desperdicien el flujo de efectivo libre y disuaden a las partes que intentan apropiarse de él;

3) Gestión de riesgos: dado que hay varios promotores permite repartir riesgos, además al estar articulado sobre una SPV<sup>24</sup> saca la operación fuera de balance por lo que no compromete otros negocios;

4) Se trata de proyectos con atractivas rentabilidades para los inversores gracias a los altos ratios de apalancamiento<sup>25</sup>;

5) Favorece la colaboración del sector público privado permitiendo optimizar garantías, obtener mayores recursos y poder abarcar proyectos que con otra estructura financiera no sería posible.

Brealey et al. (1996)<sup>26</sup> argumenta que las dos principales ventajas del PF son resolver problemas de agencia y mejorar la gestión de riesgos, al crear estos el mayor valor para el accionista.

Pero la figura del Project Finance también acarrea una serie de **limitaciones**:

1) el diseño de la operación es complejo ya que depende de numerosos acuerdos entre múltiples partes, como asesores técnicos, inversores de capital, proveedores de seguros, agencias de crédito a la exportación, proveedores de equipos, prestamistas y compradores, etc. Cuando intervienen tantos grupos de personas, las fases de negociación también se vuelven onerosas y complejas;

2) la fase de documentación es costosa y requiere mucho tiempo, debido a las numerosas formalidades legales entre países, en ocasiones el PF resulta estresante para los patrocinadores;

---

<sup>24</sup> En caso de impago, el prestamista tendrá derechos únicamente sobre la SPV.

<sup>25</sup> La segunda proposición de Modigliani–Miller establece que una relación deuda-capital más alta conduce a un mayor rendimiento requerido sobre el capital (ROE).

<sup>26</sup> Brealey, R., I. Cooper, and M. Habib. (1996). Using project finance to fund infrastructure investments, *Journal of Applied Corporate Finance*, 9.

3) doble imposición resultante de los dividendos. Por una parte, la SPV paga impuestos correspondientes a la cuenta de pérdidas y ganancias y, por otra parte, la empresa matriz deberá pagar por el cobro de los dividendos.

#### 4.4. Fases del PF

Un PF se divide en 3 fases muy diferenciadas: Desarrollo, Construcción y Explotación.

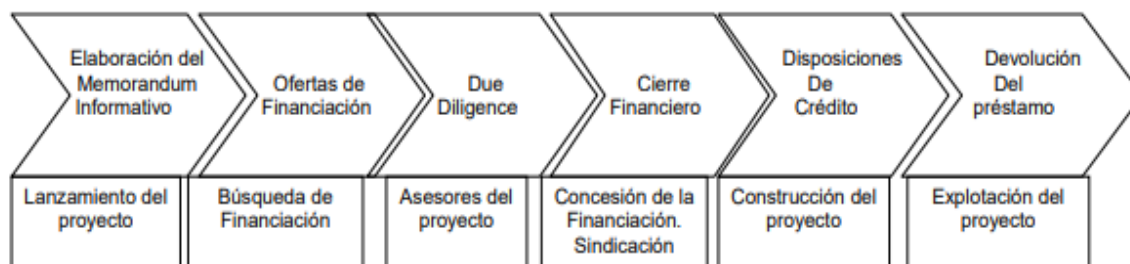


Ilustración 9. Etapas de un Project Finance. Fuente: López, M. et al. (2005)<sup>27</sup>

**1. Fase previa o de desarrollo:** Esta etapa implica la realización del plan del proyecto en función de las necesidades empresariales y las tendencias del mercado, seguida de un análisis detallado de los riesgos que conlleva y la conclusión de si el proyecto es viable desde el punto de vista técnico, político, económico y ecológico. Es muy común que tras esta etapa se decida no realizar el proyecto por lo que el desembolso incurrido se haría a fondo perdido. Algunos hechos relevantes de esta fase son:

**Memorándum:** documento que tiene como objetivo proporcionar a las partes intervinientes un conocimiento general de la actividad de negocio de la SPV y su desempeño en el futuro. Se trata de un documento de confidencialidad en el que se detallan las siguientes partes: análisis del sector, situación administrativa, aspectos medioambientales y técnicos, etapas, plan financiero, estructura contractual y de seguros, partes intervinientes, cobertura de riesgos y un análisis financiero de la operación.

Describe las características operativas y financieras del proyecto, incluyendo la deuda y la capitalización necesaria para financiar el proyecto. El documento presenta el valor del proyecto, proporcionando a los inversores información

<sup>27</sup> López, M.; Áviles, M.; García, M. La articulación de un Project Finance como instrumento de financiación de Parques Eólicos. Universidad Rey Juan Carlos, Universidad Politécnica de Madrid.

suficiente para realizar su propia valoración independiente, pero sin llegar a fijar explícitamente el precio del proyecto.

**Due diligence:** implica la revisión minuciosa de todas las propuestas involucradas en la operación. Lo recomendable es que una nota de evaluación contenga un informe sobre los antecedentes de la empresa, su gestión y modelo de participación, su rendimiento económico y financiero, el objetivo de la financiación, los detalles del proyecto que se va a financiar, los costes y los medios de financiación, el mercado para los productos de la empresa, las perspectivas futuras y proyecciones de rentabilidad, el análisis de riesgos y las condiciones de la sanción.

**Sindicación bancaria:** es la financiación ofrecida por un grupo de prestamistas -denominado sindicato- que trabajan juntos para proporcionar fondos a un solo prestatario. Un banco denominado “Banco Manager” forma el sindicato e instrumenta la operación a la vez que administra el préstamo mientras que los “Bancos Co-Manager” intervienen en la operación con importes económicos. En la fase de sindicación aparecen tres documentos: a) carta de mandato, b) documento de oferta y c) contrato de préstamo de facilidad crediticia.

- 2. Segunda fase o de construcción:** durante esta etapa se incurre en flujos de caja negativos. La construcción de la instalación “llave en mano”<sup>28</sup> se adjudica a un único contratista, éste realizará parte de los trabajos, subcontratando a su vez otra gran parte de los mismos a terceras subcontratas (Eadic, 2015)<sup>29</sup>. La estructura se repite creando una red de subcontratas y englobando la totalidad de los trabajos. En esta etapa, el patrocinador, como SPV, obtiene capital y préstamos de organismos financieros y llega a un acuerdo mutuamente documentado de las condiciones de pago y el importe del préstamo, que se inyecta en la SPV para financiar el proyecto. El desembolso se realiza con una mezcla de deuda y capital con una proporción generalmente de 70/30 que puede variar según el caso. Una vez completada la financiación del proyecto, éste entra en la fase de cierre financiero.

---

<sup>28</sup> Contrato acordado con un contratista y en el que se encarga de todos o los trámites precisos para realizar una obra, a cambio de un precio cerrado global y en un plazo determinado de tiempo.

<sup>29</sup> Eadic. Septiembre 2015. Tres fases de un proyecto de financiación.

- 3. Tercera fase o de explotación:** En esta etapa se obtienen los flujos de caja positivos. Una vez que el proyecto está totalmente financiado, el ciclo del proyecto y sus hitos se mantienen bajo estrecha vigilancia y se impulsan para su finalización antes del plazo establecido. Una vez finalizado el proyecto, los préstamos se amortizan con los ingresos del proyecto.

## **5. MODELO FINANCIERO DE LA ENERGÍA EÓLICA DEL PNIEC**

Tras haber analizado en los anteriores epígrafes qué implicaciones tiene el PNIEC y qué es un Project Finance, así como un breve análisis de la energía renovable en España, el presente trabajo finalizará con la elaboración y explicación de un modelo financiero correspondiente a la totalidad de la implantación de la energía eólica recogida en el PNIEC. En primer lugar, se realizará un contexto del proyecto donde se detallará el proyecto y las características de este como su duración, potencia instalada, estructura financiera, escenarios elegidos, etc. En segundo lugar, se detallarán los principales riesgos del proyecto y del modelo financiero, así como las coberturas llevadas a cabo para mitigar estos. En tercer lugar, se expondrán las principales métricas del proyecto como, por ejemplo: Flujo de Caja Libre, tasa de descuento, VAN, TIR y ratios de control. Finalmente, se realizará un análisis de sensibilidad con diferentes escenarios donde se expondrán las principales conclusiones del proyecto en términos de rentabilidad.

### **5.1. Detalles del proyecto**

Aunque debido a la gran potencia instalada se deberían realizar diferentes PF para cada uno de los parques eólicos, se ha optado por articular un solo PF con el fin de realizar un análisis en su conjunto. Para ello a la hora de determinar los datos en magnitudes como inversión o ingresos se ha utilizado la media aritmética de los parques eólicos en diferentes geografías españolas.

Este proyecto consiste en la construcción y explotación de un parque eólico en España, por parte de una entidad mediante la modalidad de Project Finance, así como la creación de una SPV sobre la que se articulará el proyecto.

## Duración del proyecto

Para el cálculo de este *Project Finance* se ha determinado una duración de 30 años con el objetivo de que la vida útil del proyecto sea suficiente para cubrir la inversión inicial. Con datos obtenidos del PNIEC se estima que, de los 30 años, los 10 primeros años se destinarán a la construcción del parque eólico (del 31/12/2020 al 31/12/2030). El grado de avance de la construcción del proyecto refleja el avance (en porcentaje) de la potencia eólica instalada como aparece en la *Tabla 3*.

La amortización fiscal de los aerogeneradores es de 25 años.

## Potencia instalada

El PNIEC estima una potencia eólica instalada en 2025 de 40.633MW y en 2030 de 50.333 MW. Proyectando la información recogida de 2020, 2025 y 2030 se han elaborado las proyecciones en la siguiente tabla, con el fin de alcanzar los 50.333 megavatios para 2030:

Potencia eólica instalada (MW) y grado de avance (%). Escenario Objetivo del PNIEC										
2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
28.033	30.193	32.520	35.026	37.726	40.633	42.411	44.266	46.202	48.223	50.333
	9,69%	10,43%	11,24%	12,10%	13,04%	7,97%	8,32%	8,68%	9,06%	9,46%

*Tabla 3. Potencia eólica instalada en el PNIEC en MW y grado de avance en porcentaje. Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos del PNIEC.*

## Financiación

Con datos recogidos del PNIEC, se propone que la estructura financiera público privada sea del 80/20. Una parte muy sustancial de la inversión (80%) la realizará el sector privado, el resto (20%) será realizado por el sector público y en actuaciones asociadas al fomento de la movilidad sostenible y el cambio modal. En el caso de las inversiones del sector público una parte vendrá de fondos europeos, se estima que la inversión europea pueda alcanzar alrededor del 5% de la inversión total.

La estructura financiera se articulará sobre una SPV que denominaremos Energía Eólica PNIEC, SA creada para albergar el proyecto y del que la empresa poseerá el 100% de la propiedad. La financiación del proyecto se estructurará de acuerdo a la *Tabla 4* y será representada en la *Ilustración 10*.

<b>ESTRUCTURA FINANCIERA</b>		
	<b>Porcentaje</b>	<b>Millones de €</b>
Fondos propios	10%	2.761 €
Préstamo participativo de accionistas	15%	4.142 €
Deuda Senior	75%	20.711 €
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>27.614 €</b>

Tabla 4. Estructura financiera. Fuente: Elaboración propia

- Los fondos propios representan el 10% de la estructura financiera de la SPV.
- El préstamo participativo de accionistas es un préstamo caracterizado porque contablemente forma parte del Patrimonio Neto. Representa un 15% de la estructura financiera. El coste de este tipo de financiación es del 5% lo que permitirá repagarlo en 2043.
- La deuda senior refleja un apalancamiento del 75% esta decisión está motivada por la intención de obtener un elevado apalancamiento y así beneficiarse del ahorro fiscal. Las condiciones financieras para acceder a este préstamo son: un tipo fijo del 2,25%, un margen de deuda senior del 1% y, finalmente una comisión de apertura y estructuración que se aplicará solo el primer año del 1%. Con estos datos se obtiene un interés anual del 3,35% (sin tener en cuenta la comisión del primer año).

Para más detalle de la financiación del proyecto ver el **Anexo 1** donde aparecen los datos del modelo financiero.

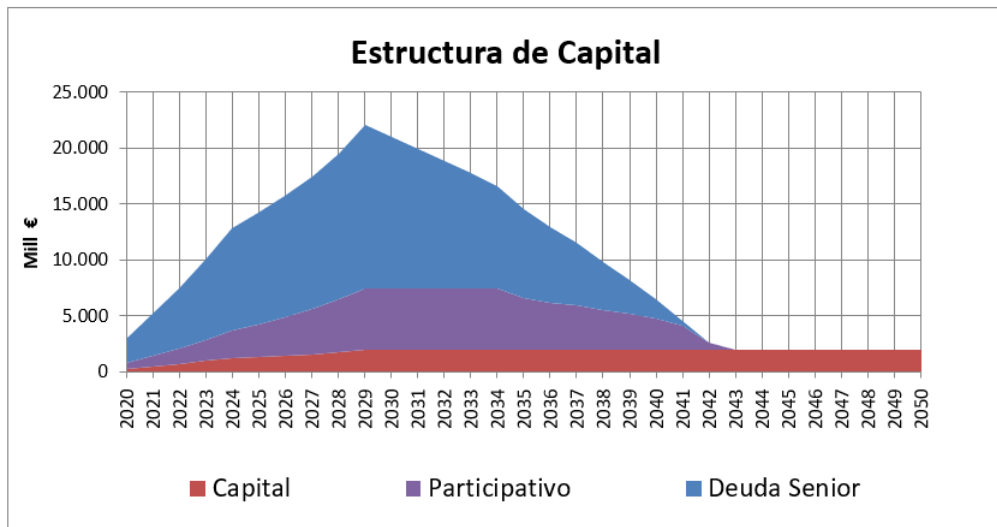


Ilustración 10. Estructura de capital de la energía eólica del PNI EC. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia

El repago de la deuda senior se llevará a cabo en el 2042 por lo que la cola de la deuda del proyecto, es decir, número de años entre el vencimiento de la deuda y el fin del proyecto será de 8 años.

### Ingresos brutos

Se detallarán cuales son los ingresos brutos, así como la metodología para obtener estos datos. El precio de venta de la energía eléctrica producida será la única fuente de ingresos del proyecto y su influencia en la cuenta de resultados es directa.

El mercado eléctrico es marginalista de forma que la última generación de energía que entra en el precio horario marca el precio final. La energía producida se subasta diariamente en un pool eléctrico o mercado mayorista donde las empresas generadoras ofertan la energía a las comercializadoras para distribuirla a sus clientes. El Mercados Ibérico de la Energía (MIBEL) que actúa en España y Portugal es donde se compra y vende esta energía, a su vez dentro del MIBEL encontramos:

- Mercado diario o intradiario: está gestionado por OMIE<sup>30</sup> y es donde se establece el precio de la energía que se vende a diario. Se fijan 24 precios para cada una de las horas del día.
- Mercado a plazo o mercado de futuros: además de acudir al OMIE las comercializadoras españolas disponen de otras opciones de contratación de

<sup>30</sup> OMIE es el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español.

energía eléctrica al por mayor, que además les permiten reducir su exposición a la volatilidad de los precios del mercado diario. Se pacta el precio y cantidad de energía a largo plazo para adquirirla en el futuro ya que la energía no se puede almacenar. Es en el OMIP<sup>31</sup> donde se compra la energía futura y es Portugal quien lo gestiona. MEFFPower es el servicio de MEFF nacido en 2011 para ofrecer servicios de CCP<sup>32</sup> para los derivados sobre energía negociados OTC (MEFF, 2011)<sup>33</sup>.

Existe una gran dificultad de proyectar de forma precisa y fiable los precios de la energía en el futuro debido a la variabilidad de los precios. Es por esta razón que las proyecciones del precio de la energía se han obtenido de MEFF.

Para poder obtener los ingresos brutos anuales del proyecto debemos aplicar la siguiente fórmula:

$$I = P_w * h * C_e$$

I = ingresos brutos en el año n

P<sub>w</sub> = potencia instalada del PNIEC en el año n (MW).

h = horas efectivas anuales de producción de energía eólica. Se estiman 3.000 horas anuales.

C<sub>e</sub> = coste medio de la energía en el PNIEC en el año n (€/MWh)

De esta manera y teniendo en cuenta una inflación promedio del 1,5% se obtienen los ingresos brutos de cada año como aparece en el **Anexo 2**.

## CapEx

Además de los ingresos, tenemos que prever las inversiones que tendremos que asumir para poder realizar la posterior valoración de los flujos de caja.

Estos gastos se han calculado sobre una vida útil de los aerogeneradores de 25 años según datos obtenidos de Eoliccat. Adicionalmente, la potencia instalada que concibe el PNIEC en los 10 años de construcción entre 2020 y 2030 es de 22.833 MW (resultado de sustraer los 27,167GW de 2020 a los 50 GW de 2030).

A continuación, se van a detallar los principales costes derivados de las inversiones realizadas en inmovilizado (CapEx – siglas que corresponden a Capital Expenditure)

---

<sup>31</sup> OMIP es el Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués.

<sup>32</sup> CCP es Cámara de Contrapartida Central

<sup>33</sup> MEFF. 2011. Nota de prensa: MEFF Power comenzará a funcionar el 21 de marzo.

que aparecen en la *Tabla 5*. Los gastos que tendremos en cuenta son: (1) Gastos referidos a la redacción del proyecto, estudios de impacto ambiental y controles de calidad; (2) Impuestos sobre la tramitación de los parques que van a albergar los aerogeneradores como ICIO<sup>34</sup>; (3) costes derivados de los terrenos alquilado o adquiridos; (4) inversión en los aerogeneradores calculada mediante la media ponderada de la potencia creada y el coste del aerogenerador que posteriormente se detallará; (5) Inversión en la subestación eléctrica; (6) Inversión en líneas eléctricas de evacuación; (7) Impuestos de generación de la potencia eléctrica como el IVPEE<sup>35</sup>; (8) Inversión en Operación y Mantenimiento; (9) gastos relativos a la documentación, seguros y procesos de *due diligence*.

<b>CapEx del Project Finance</b>			
<b>CONCEPTO</b>	<b>GASTOS DE INVERSIÓN</b>	<b>PROJECT COST (M€)</b>	<b>PROJECT COST (%)</b>
1) <b>Gastos de consultoría</b>	1,5 % S/ Inversión	414	1,5%
2) <b>Tasas de tramitación</b>	0,2 % S/ Inversión	55	0,2%
3) <b>Indemnizaciones</b>	1.800 €*MW*año	1.027	3,7%
4) <b>Aerogeneradores</b>	0,778 M€/MW	17.764	64,3%
5) <b>SET</b>	15% S/ Aerogeneradores	2.487	9,0%
6) <b>LAAT</b>	5 % S/ Aerogeneradores	799	2,9%
7) <b>Impuestos de generación</b>	2.500 €*MW	57	0,2%
8) <b>O&amp;M</b>	21.400 €*MW*años construcción	4.886	17,7%
9) <b>Otros</b>	0,5% S/ Inversión	138	0,5%
	<b>TOTAL INVERSIÓN</b>	<b>27.614</b>	<b>1</b>

Tabla 5. Desglose de los costes totales de CapEx (Millones de euros). Fuente: Modelo Financiero, elaboración propia.

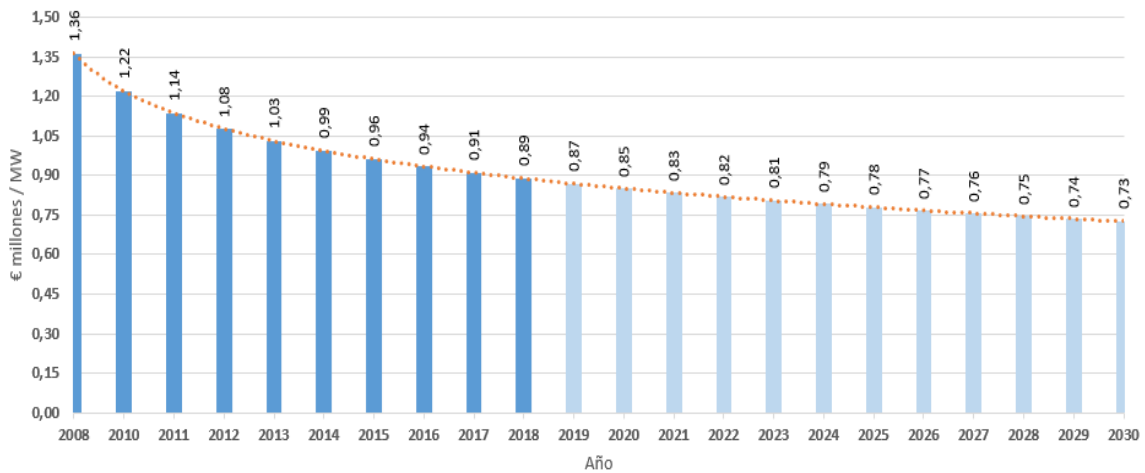
### Coste de los aerogeneradores

El principal coste es el de la compra y transporte de los aerogeneradores. Para este cometido se ha obtenido la información acerca del precio global de los aerogeneradores

<sup>34</sup> ICIO es el impuesto establecido sobre Construcciones, Instalaciones y Obras en España.

<sup>35</sup> IVPEE impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica.

desde el 2008 al 2018 del proveedor de investigación estratégica Bloomberg NEF<sup>36</sup>. Dado que el PNIEC contempla un horizonte de 10 años se ha realizado una extrapolación de los datos obtenidos con el fin de calcular el coste de los aerogeneradores hasta 2030. Para esta extrapolación se ha utilizado una tendencia logarítmica con función:  $Y = -0,248\ln(x) + 1,636$  y un coeficiente de determinación de  $R^2 = 0,9688$  lo que ofrece datos muy fiables y refleja que todos los datos de la *Ilustración 11* se ajustan perfectamente a la línea de regresión<sup>37</sup>. Adicionalmente, se ha comparado el coste de estos aerogeneradores con datos obtenidos de: a) la resolución de parques eólicos que aparecen en el Boletín Oficial del Estado; b) revistas de investigación de energía eólica como IRENA o Periódico de la energía y se ajusta perfectamente a los datos obtenidos.



*Ilustración 11. Precio de los aerogeneradores a nivel mundial medido en millones de euro por cada Megavatio producido. Fuente: Elaboración propia, Modelo financiero.*

Ejemplo: El modelo de aerogenerador *onshore* más instalado hoy en día en España es el SG 5,8-170 de la empresa Siemens-Gamesa. Este aerogenerador tiene una potencia nominal de 5,8MW por lo que hoy en día la compra y transporte de este aerogenerador tiene un coste de 4.814.000 euros (0,83M€ en 2021 \* 5,8).

<sup>36</sup> BloombergNEF. 2018. Wind Turbine Price Index. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>

<sup>37</sup> Cabe destacar que para la extrapolación y la creación del gráfico no se ha tenido en cuenta el año 2009 pues este año el precio de los aerogeneradores creció excesivamente debido a la escasez de oferta, lo que desdibujaba por completo la tendencia.

## 5.2. Riesgos, coberturas y mitigantes

Previo a la realización del proyecto es muy importante realizar un preciso análisis de riesgos, así como de posibles coberturas y mitigantes. La gestión del riesgo es un factor crucial en la creación de un PF.

Los principales riesgos que hace frente este proyecto, así como sus coberturas y mitigantes son los siguientes:

1. Riesgo de demanda: contracciones en el nivel de demanda que afectan a los ingresos del proyecto en el futuro (Ramos, 2021)<sup>38</sup>. Este riesgo no es relevante puesto que como se ha explicado anteriormente el mercado energético funciona mediante el cruce de oferta y demanda en subasta.
2. Riesgo operativo: los principales riesgos operativos incluyen riesgos de: gestión, suministro, responsabilidad y tecnológico. Estos riesgos son muy importantes ya que su presencia puede causar una reducción en los flujos de caja generados en el proyecto. En un parque eólico el principal riesgo de suministro es la falta de viento, si el número de horas anuales que se espera que el aerogenerador funcione no es el esperado, la capacidad productiva se vería afectada. Para mitigar todos estos posibles riesgos se propone: (1) Intensos estudios en la medición técnica del viento previo a la construcción del parque eólico; (2) Establecimiento de riesgos de cobertura de la deuda amplios para hacer frente a la deuda en posibles reducciones del flujo de caja; (3) Contratos de mantenimiento de los aerogeneradores; (4) Dotación en el modelo financiero de un Fondo del Servicio de la Deuda del 25% para hacer frente a posibles imprevistos; (5) Contratar pólizas de aseguramiento.
3. Riesgo de construcción: es un riesgo en el que se incurre durante los 10 años de construcción del proyecto. El riesgo de construcción incluye retrasos en la construcción, sobrecostos, abandono de las empresas constructoras, incidencia negativa en el medio ambiente, etc. Dentro de las coberturas y mitigaciones de este riesgo predominan dos: (1) Contrato cerrado de “llave en mano” por el que se acuerda un precio y un plazo determinado y en el que el contratista se

---

<sup>38</sup> Ramos, C. 2021. Apuntes de la asignatura de Financiación Estructurada. Universidad Complutense de Madrid, Máster en Finanzas de Empresa.

- compromete a encargarse de todos los trámites; (2) Aval bancario de los accionistas.
4. Riesgo político-administrativo: posibilidad de que se produzcan cambios en el orden político y/o marco legislativo pudiendo afectar a la vida del proyecto. Para mitigar este riesgo se propone: (1) Constitución de pólizas de aseguramiento ante riesgos de expropiación o cambio de concesiones; (2) Acuerdos de organismos oficiales y Administración Pública referente a aspectos comerciales; (3) Búsqueda de asesoramiento legal externo por expertos.
  5. Riesgos financieros: dentro de los riesgos financieros destacan: riesgo de fluctuación del tipo de interés, riesgo de crédito o impago, riesgo de tipo de cambio. En este proyecto no habría riesgo de tipo de cambio ya que la financiación bancaria, como el coste de los aerogeneradores se realiza en moneda local euros. Para cubrir o mitigar los riesgos financieros se propone: (1) Cobertura de tipos de interés mediante el derivado financiero de swap de tipos; (2) Contratación a tipo fijo equivalente; (3) Contratación de un CAP con un tipo de interés máximo a pagar; (4) Contratación de un FRA<sup>39</sup>; (5) Póliza de aseguramiento que cubra el lucro cesante; (6) Determinación de un sistema de amortización ajustado que cubra la generación de fondos que permita asumir la morosidad.

### **5.3. Principales métricas y resultados del proyecto**

En el siguiente epígrafe se van a exponer los flujos de caja para posteriormente arrojar los resultados del proyecto en términos de tasa de descuento, rentabilidad y ratios de control.

#### **Flujos de Caja Libre**

Para el cálculo de los flujos de caja se parte del EBITDA<sup>40</sup>. Al EBITDA se le resta la amortización para obtener el EBIT<sup>41</sup>. Al EBIT se le descuenta su correspondiente tasa impositiva para obtener el Flujo de Caja Operativo o NOPAT. Para obtener el flujo de

---

<sup>39</sup> FRA o Forward Rate Agreement es un contrato a plazo sobre tipos de interés.

<sup>40</sup> EBITDA es Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization. Es el resultado de descontar los costes a los ingresos.

<sup>41</sup> EBIT es Earnings Before Interest and Taxes. Es el resultado de descontar la amortización al EBITDA.

caja final del proyecto se suman de nuevo las amortizaciones y se descuentan la inversión inicial y la inversión en capital circulante o NOF<sup>42</sup> por sus siglas en inglés.

Los flujos de caja del proyecto generados son los siguientes:

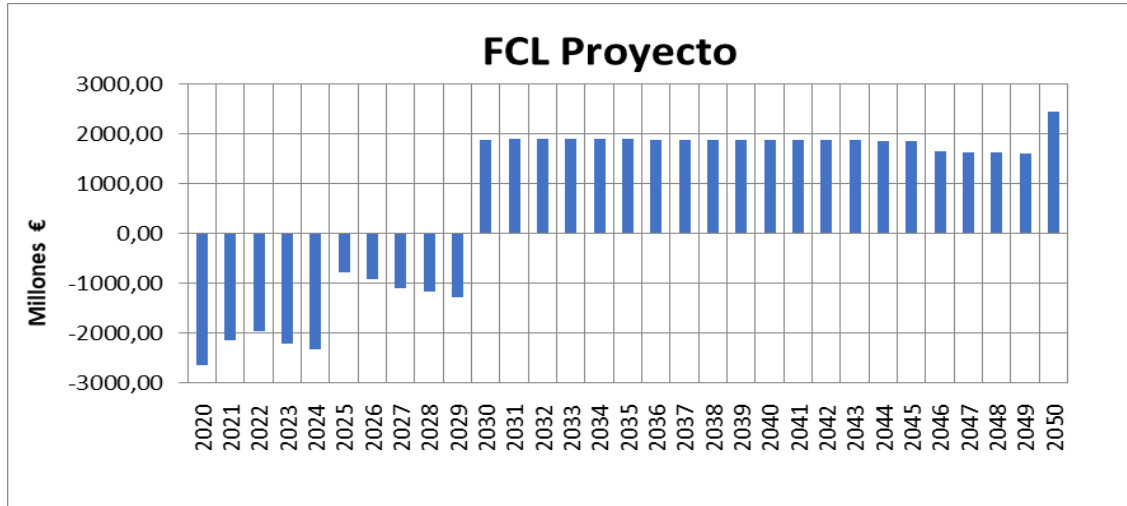


Ilustración 12. Flujo de caja libre del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Los 10 primeros años los flujos de caja son negativos coincidiendo con los años de construcción e inversión del proyecto. A partir del año 2030 hasta el año 2050 los flujos de caja son positivos y estables.

Por otro lado también hay que calcular los flujos de caja generados para accionistas. Para este propósito se parte del Flujo de Caja del Proyecto, en primer lugar se sustraen intereses capitalizados, inversiones en capital circulante financiero, amortización de la deuda financiera e intereses pagados; posteriormente se suman la disposición de la deuda financiera y el escudo fiscal de la empresa con deuda, obteniendo:

<sup>42</sup> Las NOF se calculan sumando el valor de la cuenta de clientes y la caja y restando el valor de los proveedores.

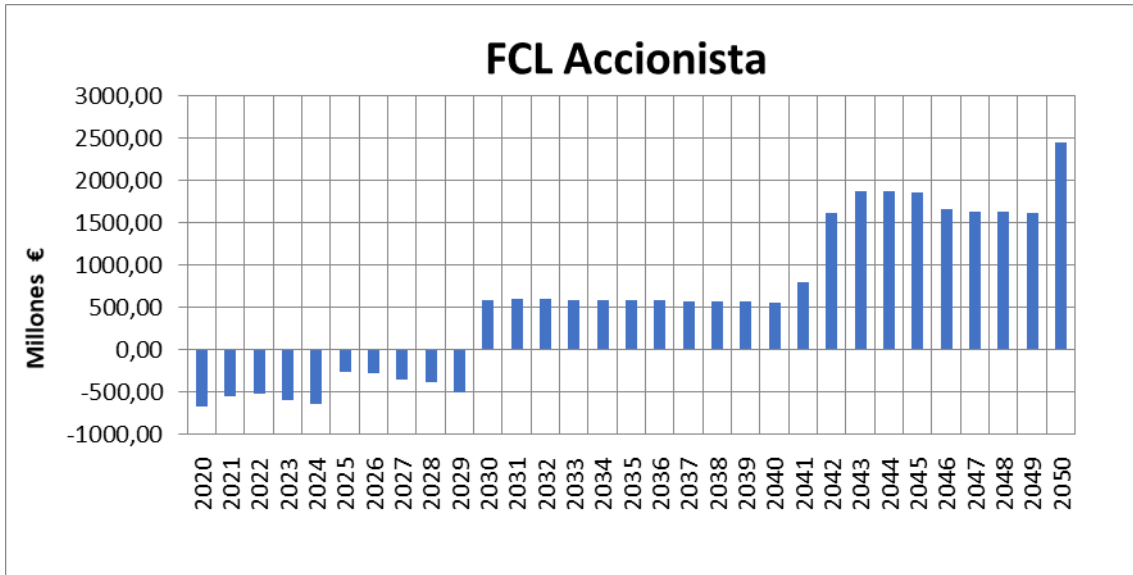


Ilustración 13. Flujo de caja libre del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Los flujos de caja aparecen detallados en el **Anexo 3**.

### Tasa de descuento o WACC

En este apartado se detallará la tasa de descuento que debe utilizarse para determinar el valor actual de los flujos de caja futuros del proyecto.

En primer lugar, el impuesto de sociedades al que va a hacer frente la compañía es del 25%.

En segundo lugar, es necesario especificar el coste de financiación para las fuentes de financiación comentadas anteriormente: fondos propios y deuda senior.

A consecuencia de que la sociedad creada para construir el proyecto no cotiza en bolsa, no disponemos de una Beta para calcular el coste de los fondos propios ( $K_e$ ). Es por este motivo que se analizará la beta de la mayor compañía española en el sector eólico: Siemens Gamesa Renewable Energy SA. La beta desapalancada ( $\beta_u$ ) de la compañía es de 0.75 <sup>43</sup>.

Ahora hay que aplicar la fórmula para apalancar la beta con la estructura de deuda fondos propios de la SPV.

$$\beta_L = \beta_U \times \left[ 1 + (1 - t) \times \frac{D}{RP} \right]$$

<sup>43</sup> Consulta realizada el 13 de agosto de 2021 en las páginas webs de: [infrontanalytics](#) e [investing](#)

Donde  $\beta_L$  es Beta apalancada;  $\beta_U$  es Beta desapalancada;  $t$  es el tipo impositivo;  $D$  es deuda y  $RP$  son los fondos o recursos propios.  $\beta_L = 0,75 \times [1 + (1-0,75) \times 0,75/0,25]$

El resultado de la Beta apalancada para la SPV es de 1,3125.

Para calcular el **coste de los fondos propios** ( $K_e$ ) se debe aplicar la siguiente fórmula:

$$K_e = R_F + \beta(R_M - R_F)$$

Donde:  $R_F$  es el activo libre de riesgo, en este caso la rentabilidad del Bono español a 10 años cuya cotización a 13 de agosto de 2021 es del 0,22%;  $\beta$  es la beta desapalancada calculada anteriormente (1,3125);  $R_M - R_F$  es la prima de riesgo de mercado, es decir, la diferencia entre la rentabilidad del Bono español y el “Bund” alemán a 10 años, esta diferencia a 13 de agosto es de 69,4 puntos básicos.

Sustituyendo estos datos  $K_e = 0,22\% + 1,3125 \times 0,69\%$ ; se obtiene un  $K_e$  del 1,13%  
Dado que la situación económica actual es poco usual, donde se acaba de atravesar una de las mayores crisis de la historia y donde los tipos de interés están en mínimos históricos no resulta lógico aplicar este coste de fondos propios a un proyecto de 30 años. Es por ello por lo que se ha aplicado una Prima de riesgo del proyecto del 5% obteniendo así un  $K_e$  del 6,13%.

Para el cálculo del **coste de la deuda** ( $K_d$ ) se utilizará el 3,35% obtenido de la financiación de la deuda senior como se ha comentado en el *epígrafe 5.1 Detalles del proyecto – Financiación*.

Con toda esta información y con la fórmula vista en el *epígrafe 4.2* que se recuerda a continuación ya se puede calcular el WACC.

$$WACC = K_e \frac{E}{E + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Es por ello que la **tasa de descuento** o WACC es igual a  $\rightarrow WACC = 6,13\% * 25\% + 3,35\%*(1- 25\%)*75\%$ . Obteniendo un WACC del 3,416%.

### Rentabilidad: VAN y TIR

A continuación, se expone una tabla resumen con los principales resultados del proyecto que posteriormente analizaremos:

Resultados del proyecto			
	VAN	WACC	TIR
Proyecto	5676,7	3,42%	5,75%
Accionista	1224,7	6,13%	7,61%
TIR deuda con efecto fiscal			2,51%

Tabla 6. Tabla resumen de los resultados del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia

Se puede afirmar que el proyecto es rentable en términos de Valor Actual Neto (VAN) y de la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR). El VAN es calculado aplicando la fórmula que aparece en el epígrafe 4.2 al flujo de caja del proyecto que aparece en el Anexo 3, al ser mayor que cero y por lo tanto positivo podemos afirmar que el proyecto es rentable. Adicionalmente, la TIR es calculada con la fórmula expuesta en el epígrafe 4.2 sobre los flujos de caja libre del proyecto. Esta TIR es del 5,75%, superior al WACC calculado anteriormente del 3,42%.

A continuación, se representa gráficamente la evolución de la TIR acumulada del proyecto.

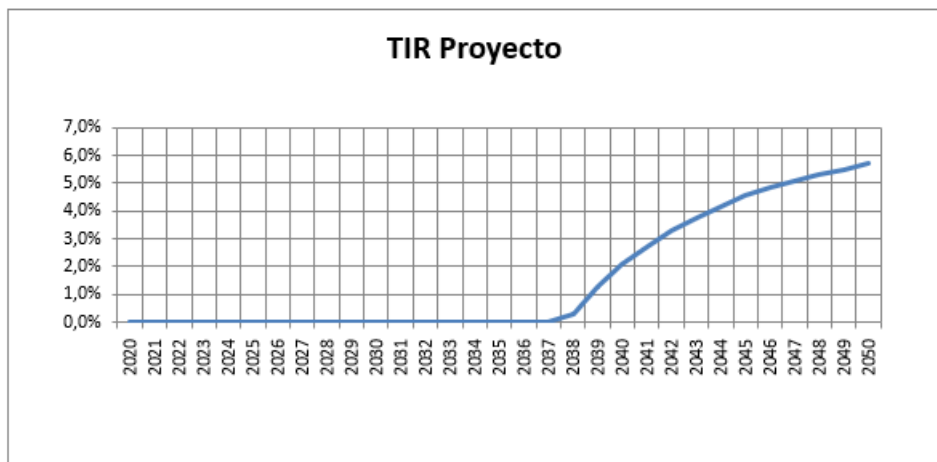


Ilustración 14. Evolución de la TIR del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia

Por otro lado, el proyecto también es rentable para el accionista. El VAN es positivo y la TIR (7,61%) para los accionistas es superior a la rentabilidad que estos exigen (6,13%). El cálculo de estas métricas se ha realizado con los flujos de caja del accionista del Anexo 3.

A continuación, se representa gráficamente la evolución de la TIR acumulada para el accionista:

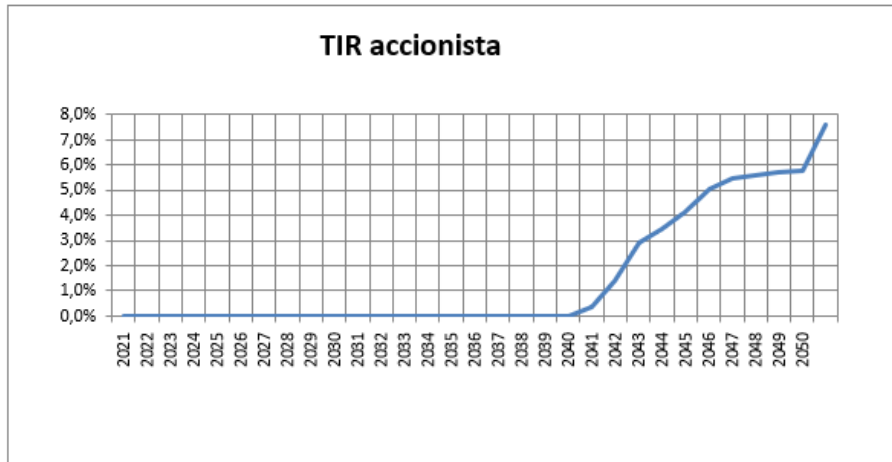


Ilustración 15. Evolución de la TIR del accionista. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia

### Ratios de control

A continuación, se detallará el resultado de las dos principales ratios de control: Ratio de cobertura del servicio de la deuda (RCSD) y Coeficiente de cobertura de la vida del préstamo (LLCR).

#### RCSD

Como se detallaba en el *epígrafe 4.2* el Ratio de cobertura del servicio de la deuda es utilizado para medir la capacidad de generación de flujos de caja que permitan devolución tanto de la deuda como de los gastos financieros a través de la fórmula que se define a continuación:

$$RCSD = \frac{\text{Flujos de caja para el servicio de la deuda}}{\text{Servicio total de la deuda}}$$

Como aparece en la *Ilustración 16* el Flujo de caja libre antes del servicio de la deuda (FCLASD) es superior al Servicio de la deuda (intereses más principal) una vez ya finalizada la construcción del proyecto (a partir de 2030). Para el cálculo del FCLASD se ha utilizado un flujo de caja en cascada muy utilizado en los PF que aparece detallado en el **Anexo 4**.

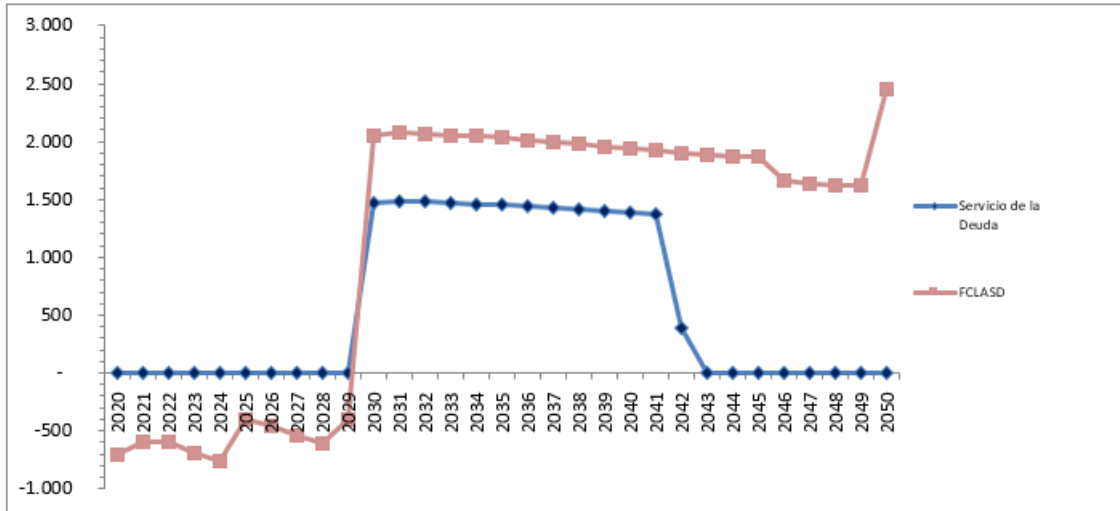


Ilustración 16. Representación del servicio de la deuda y flujo de caja antes del servicio de la deuda del proyecto en millones de euros. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Al hacer el cociente de estas dos magnitudes se obtiene la ratio RCSD tal como aparece en la Ilustración 17. Como se ha observado anteriormente los flujos de caja generados son elevados y consistentes desde la explotación del proyecto esto permite que el el RCSD sea muy positivo. El RCSD es superior a 1x e incluso al 1,2x mínimo que suelen exigir los bancos en sus *convenants*. En el año 2042 se dispara esta ratio (Ilustración 17) ya que es el año en el que se hace el repago total de la deuda senior.

Con estos datos se obtiene un RCSD mínimo de 1,4x y un RCSD medio de 1,67x.

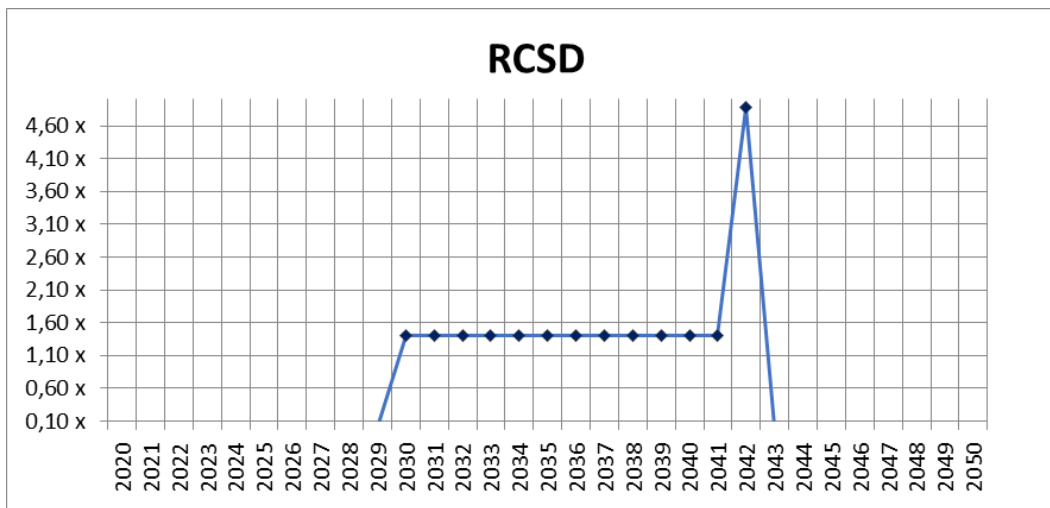


Ilustración 17. Evolución de la ratio de Cobertura del Servicio de la Deuda. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

## LLCR

Como se detallaba en el *epígrafe 4.2* la LLCR es utilizada para estimar la solvencia de una empresa, o la capacidad de una empresa prestataria para devolver un préstamo pendiente. Se define como el cociente entre el Valor Actual (VA) del Flujo de Caja Disponible antes del Servicio de la Deuda (FCLASD) y la Deuda pendiente en el periodo (t) a través de la fórmula que se define continuación:

$$LLCR = \frac{VA (FCLASD; COSTE DEUDA) t}{DEUDA EN BALANCE t}$$

Una ratio LLCR inferior a 1x podría indicar un problema en el pago de la deuda por lo que una ratio superior a 1x sería lo aconsejable. Con los datos de este modelo se obtiene una LLCR mínima de 1,47x y una LLCR media de 1,89x lo que nos indican que los flujos de caja pueden hacer frente a la deuda del proyecto.

A modo de ejemplo, para el año 2030 el ratio RCSD se obtiene de calcular el cociente entre el FCLASD (2.056) y el servicio de la deuda (1.469) que aparecen detallados en el **Anexo 4** obteniendo así el 1,4x que aparece en la *Ilustración 17*. Para el cálculo de LLCR en 2030, se calcula el cociente del valor actual del FCLASD de 2030 (19.844) entre el saldo final de 2030 la deuda senior (13.524) del **Anexo 1** obteniendo así el 1,47x de la *Ilustración 18*.

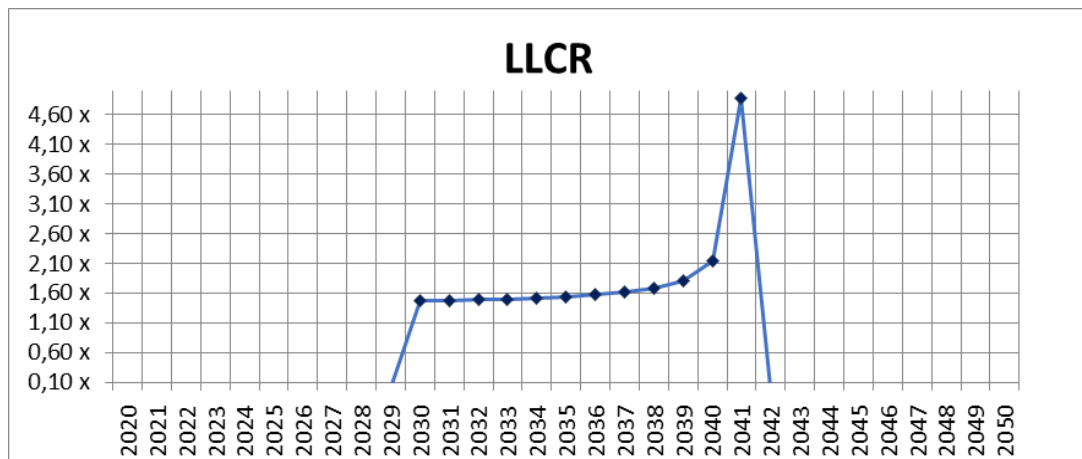


Ilustración 18. Evolución de la ratio LLCR. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

## 5.4. Análisis de sensibilidad y de escenarios

Una vez expuesto el proyecto se hace inevitable reflexionar acerca de la dificultad de acertar en las proyecciones realizadas que posteriormente afectan al flujo de caja del proyecto.

Es por esta razón que generalmente se realiza un **análisis de sensibilidad** con el fin de ver cómo podría afectar al modelo la variación de determinadas variables. En este análisis de sensibilidad se van a aplicar hipótesis más o menos conservadores con el objetivo de comprobar la robustez del proyecto. Posteriormente, se realizará un **análisis de escenarios** en el que se creará un escenario pesimista y otro optimista. De esta forma se le otorgará una probabilidad de ocurrencia tanto a estos dos nuevos escenarios como al escenario del proyecto base.

### Análisis de sensibilidad

La siguiente tabla muestra los resultados estresando diferentes variables del PF respecto al VAN, TIR, RCSD y LLCR:

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO					
	VAN	WACC	TIR	RCSD Medio	LLCR Medio
<b>Caso base del proyecto</b>	<b>5.677</b>	<b>3,42%</b>	<b>5,75%</b>	<b>1,67 x</b>	<b>1,89 x</b>
1) Incremento del precio de la energía un 10%	8.497	3,42%	6,88%	1,75 x	2,02 x
2) Disminución del precio de la energía un 10%	2.849	3,42%	4,60%	1,46 x	1,41 x
3) Aumento 20% horas de viento	14.178	3,42%	8,68%	1,74 x	2,03 x
4) Reducción 20% de las horas de viento	1.893	3,42%	4,15%	1,48 x	1,58 x
5) Estructura 65% Deuda / 35% Equity	5.608	3,42%	5,71%	1,44 x	1,51 x
6) Aumento WACC un 1%	2.841	4,42%	5,75%	1,67 x	1,89 x
7) Disminución WACC un 1%	9.305	2,42%	5,75%	1,67 x	1,89 x

Tabla 7. Análisis de sensibilidad del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Los resultados obtenidos de este análisis de sensibilidad aparecen en verde si suponen un aumento en la rentabilidad del proyecto respecto al caso base y en rojo si suponen una disminución. Se han propuesto siete casuísticas para realizar este análisis de sensibilidad:

1. Incremento en el precio de la energía de un 10% sobre el caso base. Esta variable tiene un gran efecto sobre el modelo ya que el precio de la energía (Ce)

es el principal motor de los ingresos. Tiene un fuerte efecto en el aumento de la rentabilidad del proyecto, así como mejora los ratios de control de RCSD y LLCR.

2. Disminución en el precio de la energía de un 10% sobre el caso base. Esta variable tiene un gran efecto sobre el modelo ya que el precio de la energía ( $C_e$ ) es el principal motor de los ingresos. La rentabilidad disminuye considerablemente, aun así, el proyecto continúa siendo rentable puesto que el VAN es positivo y la TIR es superior a la tasa de descuento o WACC.
3. El aumento de las horas de viento de un 20% hasta alcanzar las 3600 horas anuales es la casuística que más impacto tiene sobre el modelo financiero. Como se explica en el *epígrafe 5.1. Ingresos brutos*, los ingresos del proyecto son calculados mediante el producto de potencia instalada ( $P_w$ ), horas anuales de producción de energía eólica ( $h$ ) y el coste medio de la energía ( $C_e$ ). El aumento de la rentabilidad del proyecto es muy elevado.
4. La disminución de las horas anuales de producción eólica en un 20% reduce considerablemente la rentabilidad del proyecto, pese a esta disminución el proyecto continuaría siendo rentable. No lo es así para la rentabilidad del accionista donde la TIR (4,52%) es inferior al WACC (6,13%) y el VAN (-1.293). Los ratios de control también sufren una importe bajada.
5. Modificación de la estructura financiera. Desaparece el préstamo participativo y se propone una estructura de 65% deuda senior 35% fondos propios. El ya anteriormente comentado efecto palanca de la deuda tiene un menor peso, es por esa razón que la rentabilidad del proyecto se reduce ligeramente.
6. Aumento de la tasa de descuento un 1% hasta alcanzar el 4,42%. El VAN del proyecto se ve reducido por este aumento de la tasa de descuento. Los ratios RSCD y LLCR no se ven afectados al modificar el WACC ya que no se especifica de que fuente de financiación proviene esta modificación y por lo tanto no afecta al coste de la deuda bancaria.
7. Disminución de la tasa de descuento un 1% hasta alcanzar el 2,42%. El VAN del proyecto tiene un gran aumento.

### Análisis de escenarios

A continuación, se presentarán los diferentes escenarios: el escenario pesimista y optimista:

- Para el **escenario pesimista** las variables modificadas son las siguientes: disminución del precio de la energía un 10%, disminución de un 10% del número de horas de energía eólica.
- Para el **escenario optimista** las variables modificadas son las siguientes: aumento del precio de la energía un 10%, aumento de un 10% del número de horas de energía eólica.

ANÁLISIS DE ESCENARIOS DEL PROYECTO					
	VAN	WACC	TIR	RCSD Medio	LLCR Medio
Caso base del proyecto	5.677	3,42%	5,75%	1,67 x	1,89 x
Escenario pesimista	2.206	5,42%	4,27%	1,51 x	1,68 x
Escenario optimista	11.596	3,42%	8,11%	2,76 x	3,10 x

Tabla 8. Tabla de escenarios del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Una vez calculados los resultados de los tres escenarios planteados, se debe otorgar una probabilidad a cada uno de ellos. El porcentaje del escenario pesimista es del 25%, el porcentaje del escenario base es del 50% y el porcentaje del escenario optimista del 25%. Aplicando estas ponderaciones se obtienen los siguientes resultados:

VAN	WACC	TIR	RCSD Medio	LLCR Medio
6.289	3,92%	5,97%	1,90 x	2,14 x

Tabla 9. Resultados del análisis de escenarios del proyecto. Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

Después de realizar este análisis se obtienen unos resultados prometedores: el VAN (en millones de euros) es positivo y la TIR es ampliamente superior al WACC. Además, estos resultados son superiores a los obtenidos en el escenario más probable (VAN= 6.289 > 5.677 ; TIR = 5,97% > 5,75%<sup>44</sup>). Los ratios de control son aceptables.

<sup>44</sup> En este caso la diferencia de TIR – WACC es inferior en el análisis de escenarios (2,05%) que en el caso base del proyecto (2,33%).

## 6. CONCLUSIÓN

El Project Finance se presenta como la estructura financiera ideal para el desarrollo de este proyecto, principalmente porque: permite obtener rentabilidades más altas dado su elevado apalancamiento, favorece la colaboración público-privada y posibilita a los promotores ejecutar proyectos cuyas capacidades excedan de obtener fondos. En el futuro, el Project Finance será cada vez más complejo, desarrollando nuevos métodos con el fin de mitigar riesgos, reducir el coste de capital y aumentar la rentabilidad de los proyectos.

La energía eólica en España, en la actualidad además de ser la principal fuente de generación eléctrica renovable, es el sector más desarrollado de estas energías, por lo que las rentabilidades de estos proyectos tienden a ser más constantes.

RENTABILIDAD		ESTRUCTURA DE CAPITAL	
<b>VAN</b>	5.677	<b>Apalancamiento</b>	75%
<b>WACC</b>	3,42%	<b>Repago Deuda Senior</b>	2.042
<b>TIR</b>	5,75%	<b>Vida de la Deuda Senior</b>	22
<b>RCSD Medio</b>	1,67 x	<b>Cola de la deuda</b>	8
<b>LLCR Medio</b>	1,89 x	<b>Repago Pto Participativo</b>	2.043

Tabla 10. Tabla resumen con la rentabilidad y estructura de capital del proyecto.  
Fuente: Modelo financiero, elaboración propia.

La *Tabla 10* expone un resumen de los principales indicadores del proyecto. El modelo financiero nos muestra que el desarrollo del proyecto para la instalación de los 22.833 MW de energía eólica que concibe el PNIEC es rentable ya que se obtiene un Valor Actual Neto positivo de 5.677 millones de euros y una Tasa Interna de Rentabilidad del proyecto del 5,75%, superior a la tasa de descuento del 4,42%. Por otro lado, pese a que el periodo de inversión es de 10 años, el *payback* del proyecto se estima en 17 años (2037), lo que indica que los flujos de caja permiten el retorno de la financiación en un plazo de tiempo óptimo con respecto a la duración del proyecto (30 años). Adicionalmente, cabe destacar que el proyecto también es rentable para el accionista, el VAN es positivo y la TIR (7,61%) para los accionistas es superior a la rentabilidad que

estos exigen (6,13%). Finalmente, los ratios de control de RCSD y LLCR son óptimos para las exigencias del proyecto. No se debe tener en cuenta únicamente factores cuantitativos, sino también cualitativos, como la reducción de los costes de agencia o la limitación a la creación de proyectos atractivos para compañías muy endeudadas o limitadas por su estructura de capital.

El análisis de sensibilidad elaborado nos muestra que el proyecto es rentable en todos los casos expuestos. El PF muestra una mayor sensibilidad a las variaciones en el precio de la energía pues cuando esta tiene un aumento de un 10% la rentabilidad del proyecto aumenta un 1,12% y cuando esta disminuye un 10% disminuye un 1,15%.

Las principales energías renovables a nivel mundial son eólica, solar e hidráulica. El PNIEC se basa en dos de ellas: la eólica que aumenta en 22 GW adicionales hasta el año 2030, y la solar que aumenta en 35 GW en el mismo periodo. Sin embargo, el desarrollo hidráulico hasta 2030, prácticamente se estanca en 20,6 GW, aumentando tan solo 3,5 GW en bombeo puro. La energía hidráulica es estratégica por dos razones: por su capacidad para almacenar energía mediante bombeo y principalmente porque puede fijar el precio del pool horario de la energía cuando las renovables no satisfacen la demanda como se ha demostrado en el mes de agosto de este año, con vaciados extraordinarios de embalses. Ya en el año 2014, la Dirección General de Operaciones de Red Eléctrica de España, en el informe *Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico*, exponía que: “las centrales reversibles con posibilidad de turbinación y bombeo, adquieren especial relevancia de cara a la seguridad del sistema eléctrico participando activamente en los servicios de ajuste del sistema”.

En la actualidad la tramitación de solicitudes de energía renovable (eólica y fotovoltaica) triplica la previsión del PNIEC 2021-2030. El futuro parece indicar que las previsiones del PNIEC se van a quedar cortas. Las excelentes condiciones naturales que tiene España para la generación de energías renovables harán que se exporte a otros países como Francia, Portugal o Marruecos que necesitan de esta fuente de energía para cumplir el Acuerdo de París.

## **7. LIMITACIONES Y PROSPECTIVAS**

A la hora de desarrollar este documento se han encontrado una serie de **limitaciones** o carencias: La principal limitación encontrada es la dificultad de proyectar el coste de la energía (principal fuente de ingresos del proyecto). El sistema actual de subasta hace imposible obtener una estimación precisa del precio futuro de la energía; es por ello por lo que se han seleccionado los datos de MEFF. En segundo lugar, remarcar la dificultad para encontrar estimaciones precisas de la contribución eólica al PIB de España en los próximos años. Finalmente, ante la complejidad de articular y analizar casi un centenar de Project Finance por separado, se decidió articular toda la energía eólica del PNIEC sobre un solo Project Finance.

A continuación, se plantean las **prospectivas** o futuros planteamientos que podrían darse a partir del presente trabajo de fin de máster: posibilidad de realizar el mismo análisis para el resto de las energías renovables contempladas en el PNIEC y continuar el estudio del presente trabajo tras la publicación de nuevos datos.

## 8. BIBLIOGRAFÍA Y WEBGRAFÍA

### BIBLIOGRAFÍA

- Asociación de Empresas de Energías Renovables. (2020). *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España 2019*. Páginas 65, 66 y 69.
- Asociación Empresarial Eólica. (2021). *Anuario Eólico 2021*. Páginas: 4, 7, 10 y 118.
- Brealey, R., I. Cooper, and M. Habib. (1996). Using project finance to fund infrastructure investments, *Journal of Applied Corporate Finance*, 9.
- Cinco Días. (2021). Las energías que seducen a la banca.
- Deloitte para Wind Europe. (2017). *Local impact, global leadership. The impact of wind energy on jobs and the EU economy*. Páginas 44, 56 y 59.
- Europapress. (2021). El Gobierno lanza una expresión de interés para buscar mecanismos de impulso a las renovables.
- Eadic. (2015). Tres fases de un proyecto de financiación.
- López, M.; Áviles, M.; García, M. La articulación de un Project Finance como instrumento de financiación de Parques Eólicos. Universidad Rey Juan Carlos, Universidad Politécnica de Madrid.
- MEFF. (2011). Nota de prensa: MEFF Power comenzará a funcionar el 21 de marzo.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (2020). *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*. Págs:8-11; Págs:211-226.
- Molina, J.M (2012). *Estudio de la viabilidad técnica-económica de un parque eólico de 40MW de potencia*. Universidad Politècnica de Catalunya.
- Ramos, C. (2021). *Apuntes de la asignatura de Financiación Estructurada*. Universidad Complutense de Madrid, Máster en Finanzas de Empresa.
- Red Eléctrica Española. Nota de Prensa. (2014). *Importancia del Equipo Generador Hidroeléctrico en la Operación del Sistema Eléctrico*

## WEBGRAFÍA

BloombergNEF. (2018). Wind Turbine Price Index. <https://about.bnef.com/blog/2h-2017-wind-turbine-price-index/>

Circulante, blog financiero. (2019). <https://circulante.com/financiacion/financiacion-estructurada-proyectos>. [Última visita: julio 2021.]

European PPP Expertise Centre. (2010). Project Finance. <https://www.eib.org/epec/g2g/annex/1-project-finance/index.htm>

International Energy Agency (IEA). 2018. *How will the electricity market of the future work?* [www.iea.org/commentaries/how-will-the-electricity-market-of-the-future-work](http://www.iea.org/commentaries/how-will-the-electricity-market-of-the-future-work)

<https://www.infrontanalytics.com/>

<https://es.investing.com/>

Red Eléctrica de España. Nota de Prensa. 05/01/2021. *La demanda de energía eléctrica de España asciende un 1,4 % en diciembre*. <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2021/01/demanda-energia-electrica-espana-asciende-diciembre-2020>.

United Nations. Climate Change. (2021). <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>. [Último visita: junio 2021].

Wind Europe. (2021). <https://windeurope.org/>. [Última visita: Julio 2021].

# ANEXO

## ANEXO 1. Modelo financiero: Financiación en millones de euros.

FINANCIACIÓN	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2.049	2.050
<b>DEUDA SENIOR</b>															
Tipo de interés	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%	3,30%
Saldo inicial	2.142	3.819	5.409	7.217	9.153	9.946	10.804	11.860	13.005	14.531	16.531	18.524	20.468	-	-
Disposición de deuda senior	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortización Deuda Senior	2.142	1.677	1.590	1.808	1.936	793	858	1.056	1.145	1.525	1.007	1.055	1.084	-	-
Saldo Final	2.142	3.819	5.409	7.217	9.153	9.946	10.804	11.860	13.005	14.531	16.531	18.524	20.468	11.364	-
Gastos Financieros	35	98	152	208	270	315	342	373	410	454	462	428	393	-	-
Comisión de apertura	145	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Financieros Capitalizados	181	98	152	208	270	315	342	373	410	454	462	428	393	-	-
Gastos Financieros a P&G	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PRÉSTAMO PARTICIPATIVO</b>															
Apalancamiento	74,6%	74,2%	73,8%	73,4%	73,0%	72,4%	71,8%	71,3%	70,7%	70,2%	69,7%	66,9%	64,9%	0,0%	0,0%
Importe mínimo de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.016	8.312	7.590	-	-
Aportación antes de amortización	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.156	6.156	6.156	615	615
Amortización Máxima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	615	615
Tipo de interés	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Fondos Propios / Capital Social (Fondos Propio+ Pto Participativo) / Capital Social	1,04	0,06	0,21	0,32	0,56	0,75	0,95	1,05	1,15	1,27	1,29	1,18	1,09	1,37	1,86
Saldo inicial	2,7	1,8	2,1	2,3	2,6	3,0	3,3	3,6	3,9	4,1	4,2	4,0	4,0	1,4	1,9
Disposición	446	378	381	451	506	298	335	403	463	569	-	5,541	5,541	0	0
Saldo Final	468	888	1.333	1.873	2.499	2.937	3.436	4.031	4.708	5.541	5.541	5.541	5.541	0	0
Gastos Financieros	22	42	63	89	119	140	164	192	224	264	277	277	277	0	0
Gastos Financieros Capitalizados	22	42	63	89	119	140	164	192	224	264	277	277	277	0	0
Gastos Financieros a P/V	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fondos Propios</b>															
Aportación de capital	282	224	212	241	258	106	114	141	153	203	-	-	-	-	-
Capital Social	282	506	718	959	1.217	1.323	1.437	1.578	1.731	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934

**ANEXO 2. Modelo financiero: Ingresos brutos anuales en millones de euros.**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2049	2050
MW/H	2229	4389	6716	9222	11922	14829	16607	18462	20398	22419	24529	24529	24529	24529	24529
H	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Ce	40,37	81,51	73,45	54,75	48,90	41,80	38,95	33,85	32,85	31,82	31,53	31,48	31,48	31,48	31,48
Inflación		1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%		
Ingresos tras inflación															
en mill €	270,0	1089,4	1502,1	1537,5	1775,1	1887,4	1969,6	1902,9	2040,4	2172,3	2355,0	2351,3	2351,3	2351,3	2351,3

Para el cálculo de los ingreso brutos anuales se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

a) Las horas efectivas anuales de producción de energía eólica (H) se han estimado en 3.000 horas anuales y se han mantenido constantes.

b) El Coste de la energía (Ce) se obtiene del Mercado Español de Futuros y Opciones Financieras.

c) Se ha mantenido una inflación anual del 1,5% para todos los años.

Uno de los objetivos principales del PNIEC es la reducción progresiva del coste de la energía mediante el aumento de la instalación de energías renovables como de la mejora de la eficiencia energética.

**ANEXO 3. Modelo financiero: Flujos de caja en millones de euros.**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2049	2050	
<b>FLUJOS DE CAJA</b>																
Ebitda	38	854	1.263	1.295	1.529	1.637	1.716	1.645	1.779	1.907	2.086	2.107	2.104	1.726	2.980	
- Amortización	-	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	
= Ebit	38	437	28	4	238	347	425	355	488	616	795	817	813	435	1.690	
- Impuestos	9	-	-	-	-	31	106	89	122	154	199	204	203	109	422	
= Flujo de caja operativo	28	437	28	4	238	316	319	266	366	462	596	613	610	327	1.267	
- Inversión inicial	2.675	2.925	3.197	3.495	3.821	2.371	2.512	2.661	2.819	2.987	-	-	-	-	-	
- inversión en capital circulante	3	67	34	3	19	9	6	6	11	45	15	2	0	0	104	
+ Amortización	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	
= Flujo de Caja del Proyecto	2.650	2.138	1.968	2.203	2.311	774	909	1.099	1.174	1.279	1.872	1.901	1.900	1.617	2.454	
- Intereses Capitalizados	181	98	152	208	270	315	342	373	410	454	-	-	-	-	-	
- Inversión en Capital Circulante Financiero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2	-	-	-	
+ Disposición Deuda Financiera	2.142	1.677	1.590	1.808	1.936	793	858	1.056	1.145	1.525	-	-	-	-	-	
- Amortización Deuda Financiera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.007	1.055	1.084	-	-	
- Intereses Pagados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462	428	393	-	-	
+ Escudo Fiscal Empresa con Deuda	6	-	-	-	-	31	106	65	56	66	185	176	168	0	0	
= Flujo de caja del accionista	683	559	530	603	645	264	286	352	382	508	584	595	593	1.617	2.454	
+ Aportación de capital	282	224	212	241	258	106	114	141	153	203	-	-	-	-	-	
+ Variación Pto Participativo	446	378	381	451	506	298	335	403	453	569	-	-	-	0	0	
- Intereses Pto Participativo	22	42	63	89	119	140	164	192	224	264	277	277	277	0	0	
- Dividendos	-	10	-	-	-	-	-	-	13	0	0	307	274	333	327	
Saldo Inicial Caja	-	23	13	13	13	13	13	13	13	0	0	307	318	5.018	6.303	
caja del período	23	10	0	0	0	0	0	0	0	307	11	42	1.284	2.127	2.127	
Saldo Final caja	23	13	13	13	13	13	13	13	13	0	307	318	360	6.303	8.430	
Check	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

**ANEXO 4. Modelo financiero: Flujos de caja en cascada del proyecto en millones de euros.**

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2049	2050
<b>FLUJO DE CAJA EN CASCADA</b>															
Inversión Inicial	2.878	-	3.413	-	3.792	-	3.018	-	3.453	-	3.704	-	-	-	-
Disposición de Deuda	2.142	1.677	1.590	1.808	1.936	793	858	1.056	1.145	1.525	-	-	-	-	-
Flujo de caja operativo	35	787	1.229	1.292	1.510	1.628	1.709	1.651	1.768	1.862	2.070	2.105	2.104	1.726	2.876
Impuesto Sociedades	4	-	-	-	24	-	-	24	66	88	14	28	36	109	422
<b>FCLASD</b>	<b>-705</b>	<b>-601</b>	<b>-593</b>	<b>-692</b>	<b>-764</b>	<b>-404</b>	<b>-450</b>	<b>-544</b>	<b>-606</b>	<b>-405</b>	<b>2.056</b>	<b>2.077</b>	<b>2.068</b>	<b>1.617</b>	<b>2.454</b>
Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	462	428	393	-	-
Principal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.007	1.055	1.084	-	-
Servicio de la Deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.469	1.484	1.477	-	-
<b>Flujo de caja antes de la variación CRSD</b>	<b>-705</b>	<b>-601</b>	<b>-593</b>	<b>-692</b>	<b>-764</b>	<b>-404</b>	<b>-450</b>	<b>-544</b>	<b>-606</b>	<b>-405</b>	<b>588</b>	<b>593</b>	<b>591</b>	<b>1.617</b>	<b>2.454</b>
- Variación en la CRSD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	367	4	2	2	-	-
<b>FCL antes de Préstamo Participativo</b>	<b>-705</b>	<b>-601</b>	<b>-593</b>	<b>-692</b>	<b>-764</b>	<b>-404</b>	<b>-450</b>	<b>-544</b>	<b>-606</b>	<b>-772</b>	<b>584</b>	<b>595</b>	<b>593</b>	<b>1.617</b>	<b>2.454</b>
+ Disposición Préstamo Participativo	446	378	381	451	506	298	335	403	453	569	-	-	-	-	-
- Pago Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277	277	277	-	-
+ Capitalización Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Amortización Principal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
= Servicio Deuda - Préstamo Participativo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277	277	277	-	-
<b>Flujo de caja para el accionista</b>	<b>-259</b>	<b>-224</b>	<b>-212</b>	<b>-241</b>	<b>-258</b>	<b>-106</b>	<b>-114</b>	<b>-141</b>	<b>-153</b>	<b>-203</b>	<b>307</b>	<b>318</b>	<b>316</b>	<b>1.617</b>	<b>2.454</b>
Aportación de capital	282	224	212	241	258	106	114	141	153	203	-	-	-	-	-
Dividendos	-	10	-	-	-	-	-	-	13	0	0	307	274	333	327
Saldo Inicial Caja	-	23	13	13	13	13	13	13	13	0	0	307	318	5.018	6.303
Flujo de caja del ejercicio	23	10	0	0	0	0	0	0	0	0	307	11	42	1.284	2.127
Saldo Final Caja	23	13	13	13	13	13	13	13	0	0	307	318	360	6.303	8.430

**ANEXO 5. Modelo financiero: Cuenta de pérdidas y ganancias en millones de euros.**

PERDIDAS Y GANANCIAS	Años														
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2049	2.050
Ingresos Operativos	270	1.089	1.502	1.637	1.775	1.887	1.970	1.903	2.040	2.172	2.355	2.351	2.351	2.351	2.351
Gastos Operativos	232	236	239	243	246	250	254	258	261	265	269	244	247	625	629
<b>Ebitda</b>	<b>38</b>	<b>854</b>	<b>1.263</b>	<b>1.295</b>	<b>1.529</b>	<b>1.637</b>	<b>1.716</b>	<b>1.645</b>	<b>1.779</b>	<b>1.907</b>	<b>2.086</b>	<b>2.107</b>	<b>2.104</b>	<b>1.726</b>	<b>2.980</b>
Amortización Anual Inmovilizado	-	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291	1.291
<b>Ebit</b>	<b>38</b>	<b>437</b>	<b>28</b>	<b>4</b>	<b>238</b>	<b>347</b>	<b>425</b>	<b>355</b>	<b>488</b>	<b>616</b>	<b>795</b>	<b>817</b>	<b>813</b>	<b>435</b>	<b>1.690</b>
Gastos Financieros	22	42	63	89	119	140	164	192	224	264	339	705	670	0	0
<b>Beneficio antes de Impuestos</b>	<b>16</b>	<b>479</b>	<b>91</b>	<b>85</b>	<b>119</b>	<b>207</b>	<b>262</b>	<b>163</b>	<b>264</b>	<b>352</b>	<b>56</b>	<b>111</b>	<b>143</b>	<b>435</b>	<b>1.690</b>
Impuesto de sociedades	4	-	-	-	-	-	-	24	66	88	14	28	36	109	422
<b>Beneficio Neto</b>	<b>12</b>	<b>479</b>	<b>91</b>	<b>85</b>	<b>119</b>	<b>207</b>	<b>262</b>	<b>139</b>	<b>198</b>	<b>264</b>	<b>42</b>	<b>84</b>	<b>107</b>	<b>327</b>	<b>1.267</b>

Los ingresos del proyecto aparecen detallados en el Anexo 2. Estos ingresos aumentarán año a año durante los diez años del periodo de construcción a medida que se instalen más potencia eólica.

Por otra parte, los gastos operativos del proyecto son aquellos referidos al desembolso de dinero para el desarrollo de la actividad del proyecto. Estos gastos provienen de la administración y mantenimiento del parque. Tienen un crecimiento durante toda la vida del proyecto.