



ICADE Business School

Valoración de un Parque Eólico en Operación sujeto al Régimen de Retribución Específico de Renovables

Nombre y Apellidos: Marcos Dhanwani Díaz

Clave: 201508149

Índice

1	Revisión de la literatura sobre los incentivos y regulación española al sector de renovables.....	6
1.1	Período anterior a 2013 (1980-2013)	6
1.2	Período posterior a 2013 (2013 - Actualidad).....	11
2	Project Finance.....	16
2.1	Definición.....	16
2.2	Principales características de las estructuras de Project Finance	18
2.2.1	Transmisión de riesgos del proyecto	18
2.2.2	Agentes involucrados y relaciones contractuales entre ellos.....	20
2.3	Ventajas del uso del Project Finance	21
2.3.1	Ventajas para los inversores.....	22
2.3.2	Ventajas para otros grupos de interés	26
3	Análisis de un proyecto de energías renovables mediante Project Finance.....	29
3.1	Descripción del proyecto	29
3.1.1	Localización	29
3.1.2	Retribución específica a las renovables.....	30
3.1.3	Detalles del Project Finance	30
3.2	Cuenta de pérdidas y ganancias	32
3.2.1	Principales partidas de Ingresos.....	32
3.2.2	Gastos operativos	34
3.2.3	Fondo de maniobra.....	34
3.2.4	Cuenta de pérdidas y ganancias.....	35
3.3	Perfil de deuda	35
3.3.1	Repago de la deuda.....	35
3.3.2	Restricciones de la deuda.....	37

3.4	Valoración por descuento de flujos de caja	38
4	Análisis de los resultados	41
4.1	Resultados del modelo	41
4.2	Comparativa con transacciones precedentes.....	42
5	Conclusiones	45
6	Bibliografía.....	49

Figuras

Figura 1: Esquema de retribución de producción energética en régimen especial.....	9
Figura 2: Déficit de tarifa en España en 2013 (en millones de €)	11
Figura 3: Déficit de Tarifa 2002-2016 (en miles de millones de €).....	13
Figura 4: Esquema de retribución total a tecnologías renovables desde 2013	14
Figura 5: Relaciones entre los agentes de en un Project Finance.....	20
Figura 5: Beneficios del apalancamiento en los retornos del accionista.....	22
Figura 6: Efecto del apalancamiento en los retornos exigidos.....	23
Figura 8: Relaciones entre los agentes del proyecto.....	30
Figura 9: Ingresos a 20 años	33
Figura 10: Gastos a 20 años	34
Figura 11: Cuenta de P&G a 20 años.....	35
Figura 12: Evolución de la deuda y valor contable del activo 2014-2019	36
Figura 13: Evolución de la deuda y valor contable del activo a partir de 2020	36
Figura 14: Evolución de los ratios DSCR y LLCR.....	38
Figura 15: Flujos de caja hasta 2036.....	38
Figura 16: Cálculo de la WACC del proyecto	40
Figura 17: Valoración final del proyecto	41

Tablas

Tabla 1: Objetivos de potencia instalada por tecnología en régimen especial	10
Tabla 2: Sensibilización de los principales inputs.....	42
Tabla 3: Transacciones precedentes en el sector eólico español	43

Glosario

APP	Asociación Público-Privada
CNE	Comisión Nacional de Energía
CTE	Código Técnico de la Edificación
EPC	Engineering, Procurement and Construction
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
O&M	Operación y Mantenimiento
OPEP	Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PER	Plan de Energías Renovables
PF	Project Finance
PFER	Plan de Fomento de los Energías Renovables
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto-Ley
VPE	Vehículo de Propósito Especial (Special Purpose Vehicle)

1 Revisión de la literatura sobre los incentivos y regulación española al sector de renovables

1.1 Período anterior a 2013 (1980-2013)

El inicio de la democracia en España trajo consigo la primera normativa de las energías renovables a principios de los años 80, Esta fue la Ley 82/1980 que perseguía fomentar la energía hidráulica tras la conocida crisis del petróleo de principios de la década anterior. El objetivo último sería ganar independencia energética respecto de la OPEP (Organización de Países Árabes Exportadores de Petróleo).

A lo largo de los consecutivos años. Se desarrolla el Plan Energético Nacional 1991-2000 para fomentar la generación de energías renovables y, por primera vez, se acuña el término de Régimen Especial para aquellas tecnologías limpias que sirven como alternativa a los derivados del petróleo, mediante la Ley 2366/1994 que se establecería para regular la producción de instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras fuentes renovables reconocidas como energías pertenecientes al régimen especial con una potencia instalada menor o igual a 100 MVA. Además, la empresa o igual a 100 MVA. Además, la distribuidora más próxima tendría la obligación de comprar la energía excedentaria siempre que fuera técnicamente posible. El precio de venta de la energía se fija en función de las tarifas eléctricas, en función de la potencia instalada y del tipo de instalación, constando de un término de potencia y de un término de energía, además de otros complementos (Aroca, et al., 2016).

Resulta de vital importancia prestar atención a la evolución del tratamiento a las tecnologías en régimen especial, en tanto que es el régimen mediante el cual se promoverán las energías renovables hasta el día de hoy.

Tres años más tardes, se aprobaría la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico donde se diferenciaría la producción en régimen ordinario de la de régimen especial, detallando el formato de retribución a cada una de estas instalaciones. De acuerdo con esta ley, la producción en régimen especial sería aquella proveniente de instalaciones de potencia inferior o igual a 50 MW que usen como fuente primaria las energías renovables y las de cogeneración de alta eficiencia.

Una extensión para tener en cuenta sería el Real Decreto (RD) 2818/1998, estableciendo que las primas del régimen esencial deberían ser revisadas ya actualizadas cada cuatro años si la generación de energía eléctrica de estas instalaciones es proveída por energías renovables, residuos y cogeneración.

El Plan de Fomento de los Energías Renovables (PFER) supuso un gran hito para incentivar la implementación de energías limpias en el período 2000-2010. Fue el primer plan gubernamental en fijar un objetivo de uso de tecnologías renovables, fijando este en un 12% de la energía total consumida por los españoles para 2010. Como breve comentario, la cuota final alcanzó un 8,4% de la energía final consumida (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2010).

Durante el año 2000 se publicaron los Reales Decretos-Ley 6/2000 y 1663/2000. El primero se enfocó en avivar el uso de instalaciones de régimen especial al contar con contratos de venta con cualquier comercializador, mientras que el segundo se centró en mejorar las condiciones de conexión de instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kVA.

En esta misma línea, otro paso relevante en el sector eléctrico español fue el RD 426/2004 (como sustituto al Real Decreto de 2018 antes mencionado) en el que se detalla el procedimiento para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Así, al propietario de la instalación se le ofrecían dos opciones para lucrarse por la energía producida:

- Liquidar la energía producida a la distribuidora más cercana a precio de tarifa regulada, siendo este precio dependiente de la potencia y los años transcurridos desde el inicio de operación de la planta.
- Vender la energía libremente al pool o mediante un contrato bilateral, de manera que pudiera conseguir una mejor retribución que mediante la venta a tarifa regulada.

A continuación, en sustitución al PFER, el gobierno aprueba el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. Este plan actualizado continuó con el objetivo inicial de que al menos el 12% del consumo energético del país fuera cubierto por energías renovables junto a los nuevos objetivos del 29,4% de generación eléctrica con renovables y 5,75% de biocarburantes en transporte para el año 2010 (Verdú Aroca, Nieto Morote, & Ruz Vila, 2016). Como consecuencia, se subió el objetivo de potencia instalada de las diferentes tecnologías renovables para 2010, a saber:

- Energía eólica de 9.000 MW a 20.155 MW).
- Energía solar fotovoltaica de 135 MW a 400 MW.
- Energía solar térmica de 309 ktep a 809 ktep.
- Energía solar termoeléctrica de 200 MW a 500 MW.
- Energía de biomasa de 1.849 MW a 1.695 MW (única tecnología cuyo objetivo disminuyó).

Además, el RD 314/2006 mediante el cual se crea el Código Técnico de la Edificación (CTE), implanta la obligación a ciertas edificaciones de incorporar paneles solares.

La siguiente normativa que se aprobó fue el RD 661/2007, mediante el cual se legisla la producción de tecnologías en régimen especial, que básicamente marca el fin del RD 436/2004. Aún así, es nuevo decreto estaba basado en el anterior, de manera que de mantuvo la doble alternativa de retribución a la generación, esto es, la posibilidad de vender a precio de tarifa regulada a la distribuidora más cercana o bien la posibilidad de vender directamente al mercado a precio negociado más una prima. En esta ocasión, se pusieron límites superior e inferior a la retribución total.

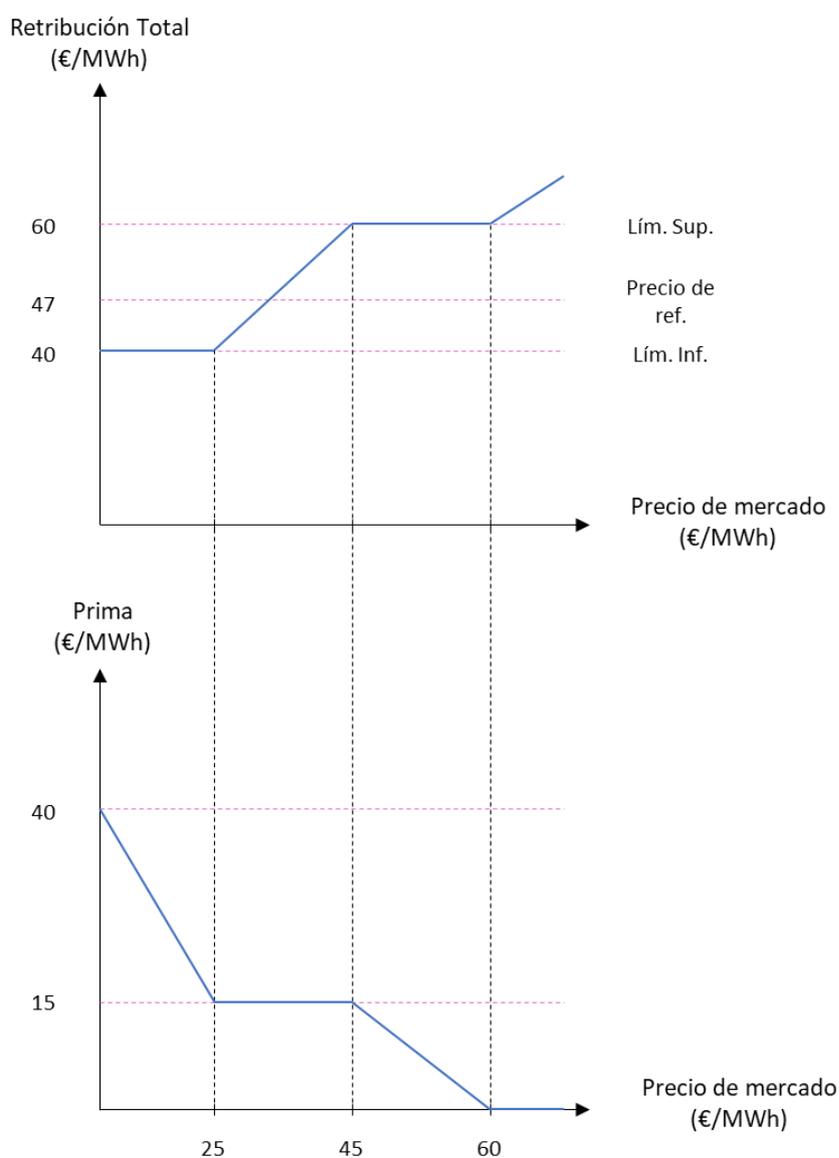
De esta manera, y de acuerdo con el Real Decreto anteriormente expuesto, el esquema de retribución de régimen especial se caracteriza por una retribución total mínima, definida por el límite inferior; una prima cuyo fin es velar porque se llegue a este límite inferior, así como premiar hasta un cierto límite superior; y un límite superior que delimita el precio por unidad de energía hasta el cual se premiará con la prima. En conclusión, se puede resumir en las siguientes premisas:

- Zona I: Si el límite inferior es mayor que la suma del precio de mercado de referencia más la prima de referencia, entonces la prima será igual a la prima de referencia. Gracias a este mecanismo, se asegura que el productor sea retribuido al menos hasta un precio definido con el límite inferior.
- Zona II: Si la suma del precio de mercado de referencia más la prima de referencia es superior al límite inferior, entonces la prima será igual a la prima referencia.
- Zona III: Si el precio de mercado de referencia es mayor o igual que el límite inferior, entonces la prima será nula en tanto que el productor de energía ya estará lo suficientemente retribuido.

A continuación, se expone un gráfico explicativo sobre la relación entre los distintos términos y utilizando la notación anteriormente expuesta (Zona I, Zona II y Zona III) y partiendo de las siguientes premisas:

- Límite inferior: 40 €/MWh
- Prima: 15 €/MWh
- Límite superior: 60 €/MWh

Figura 1: Esquema de retribución de producción energética en régimen especial



Fuente: Elaboración propia

Este último Real Decreto además cedería la competencia a las Comunidades Autónomas correspondientes para otorgar la condición de instalación en régimen especial siempre y cuando se reunieran los requisitos técnicos y económicos adecuados, así como el objetivo de potencia instalada por tecnología no fuera rebasado. De acuerdo con el RD 661, estos límites fueron:

Tabla 1: Objetivos de potencia instalada por tecnología en régimen especial

Tipo de instalación	Objetivo de potencia instalada
Biogás	250 MW
Biomasa	1.317 MW
Eólica	20.155 MW
Hidráulica (< 10MW)	2.400 MW
Solar Térmica	500 MW

Fuente: RD 661/2007

En este mismo año y en línea con los ideales perseguidos por el RD 661, se promulga la Ley 17/2007, adaptando el contexto del sector eléctrico español a la Directiva 2003/54/CE a cerca de la normativa común europea relativa al mercado eléctrico. Consecuentemente, a partir de ese momento el gobierno tendría la potestad adicional de proponer una prima para las instalaciones en condición de régimen especial aun cuando la potencia instalada de estas fuera mayor que 50 MW.

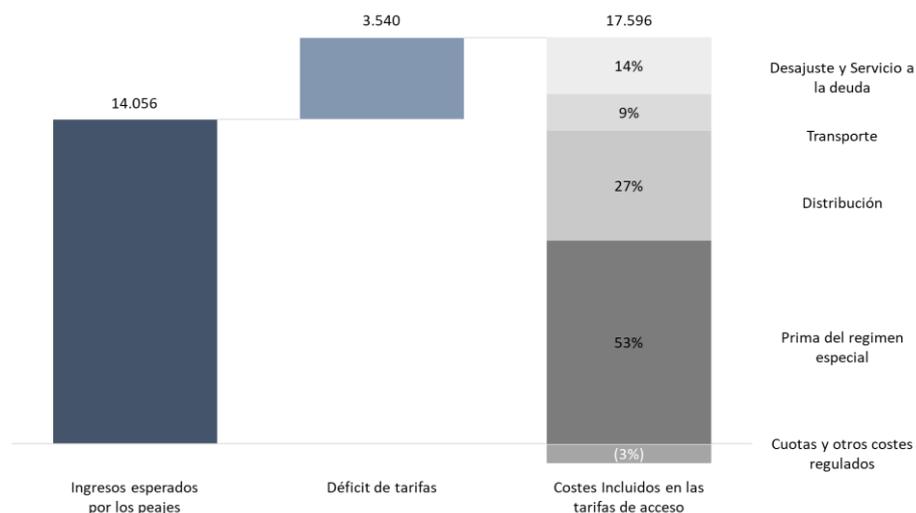
En materia de la tecnología solar fotovoltaica, la siguiente regulación que resultó ser un empuje fue el RD 1578/2008 por el cual se rectifica el régimen económico de dicha tecnología al clasificar las nuevas instalaciones a partir de 2008 según la localización de esta, distinguiendo entre las situadas en cubierta (tipo I) o en el suelo (tipo II). Adicionalmente, la remuneración de las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica pasaba a estar regido por las diferentes convocatorias anuales con cupo de potencia por tipología y ajustando la curva de aprendizaje sobre el funcionamiento de esta. Como consecuencia, esto se tradujo en un abaratamiento del coste de la electricidad en comparación con el marco regulatorio anterior (Energía y Sociedad, 2021).

A mediados de 2010, el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2010-2020 (PANER) se expuso ante la Comisión Europea como respuesta a los objetivos establecidos por el Parlamento Europeo en 2009. Así, dicho proyecto vio luz a finales de 2011 con su sucesor el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 que acaba con el PER 2005-2010 por el cual se regía hasta el momento la generación de energía eléctrica en régimen especial. En relación a este nuevo plan, se establece el objetivo a las renovables para que representen el 20,8% de producción renovable de consumo bruto final de energía en España para 2020, en línea con los objetivos europeos propuestos un año antes. Como referencia, un 20,8% del consumo de energía bruta final en España equivale aproximadamente al 40% sobre el total del consumo eléctrico (Energía y Sociedad, 2021). El empuje del gobierno a las tecnologías renovables fue más tarde sujeto de controversia más adelante en tanto que pusieron en jaque la estabilidad financiera del régimen tarifario.

1.2 Período posterior a 2013 (2013 - Actualidad)

Para entender el panorama en el que se cambia de paradigma de incentivos a las renovables, es necesario contextualizar los complicados momentos económicos y financieros que atravesaba España como consecuencia de la crisis financiera de 2008 que comenzó en Estados Unidos y tuvo su máximo impacto en España en los años posteriores. En este contexto, durante el año 2013 los gastos correspondientes a las primas a tecnologías renovables superaban el 50% de los ingresos esperados por peajes por el Estado, haciendo tambalear el balance económico en momentos tan dificultosos como la salida de la crisis de 2008.

Figura 2: Déficit de tarifa en España en 2013 (en millones de €)



Fuente: Liquidación definitiva de las actividades reguladas del sistema eléctrico en el ejercicio de 2013 (CNMC)

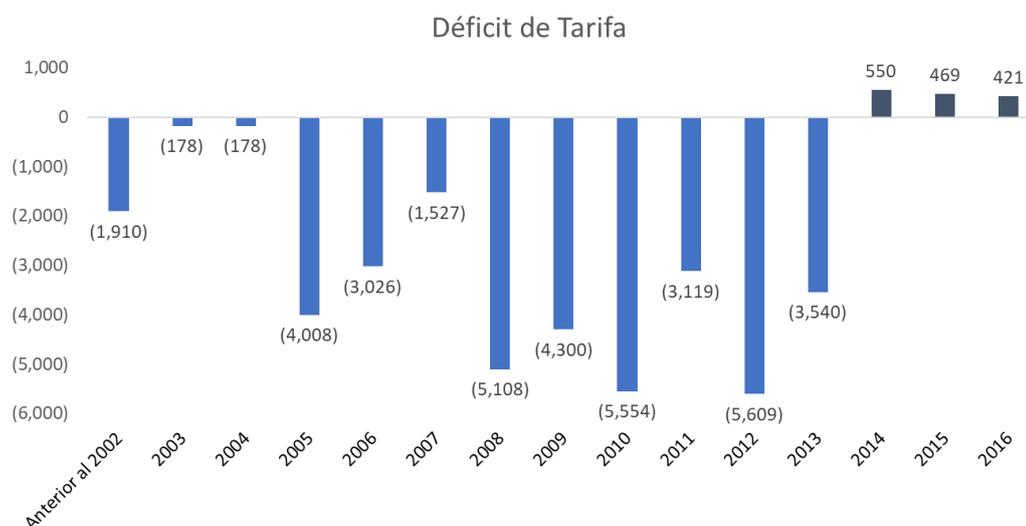
La regulación que se había ido aprobando hasta el momento estaba sencillamente destinada a incentivar la instalación de energías renovables bajo la condición de tecnología de régimen especial y sin prestar especial atención a la viabilidad financiera de estos incentivos. No obstante, los altos niveles de endeudamiento del estado español junto con una tendencia creciente del déficit de tarifa del sector eléctrico obligaron al gobierno tomar una serie de medidas con el objetivo de reducir el coste de dichas instalaciones.

A comienzos de 2012, el gobierno español aprueba el Real Decreto-Ley 1/2012 con el objetivo de llevar el problema del continuado déficit tarifario existente en el mercado eléctrico español hacia un modelo más financieramente sostenible. Mediante esta resolución se suspenden de inmediato los incentivos económicos a los proyectos de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de tecnologías renovables y cogeneración. Asimismo, se interrumpe hasta nuevo aviso los procedimientos de inscripción en el Registro de preasignación de remuneración, así como se suspendieron las convocatorias de preasignación de retribución para los años 2012 y sucesivos en materia de energía solar fotovoltaica.

Con el objetivo de sanear las cuentas públicas, se aprueba en febrero de 2013 la Orden 221/2013 mediante la cual se fijan peajes de acceso y nuevas tarifas y primas para las instalaciones en régimen especial. En esta misma senda en julio de 20213 se ratifica el

Real Decreto-Ley 9/2013, en el que se detalla la nueva regulación para acabar con el déficit financiero existente en el sector eléctrico español. Así, se acaba con el modelo de incentivos para instalaciones de tecnologías renovables y se establece uno nuevo detallado más adelante.

Figura 3: Déficit de Tarifa 2002-2016 (en miles de millones de €)



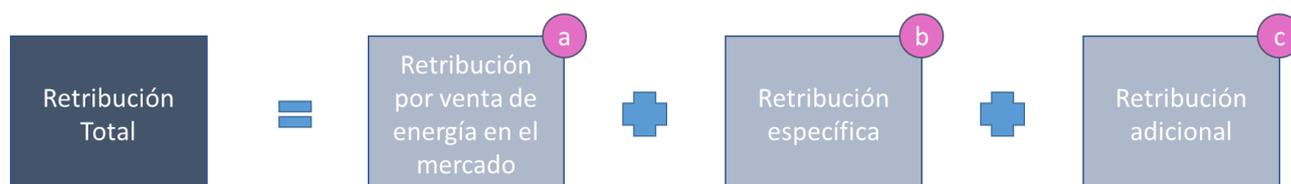
Fuente: Liquidaciones de la CNMC

Con el fin de igualar el trato de todas las tecnologías en el medio plazo, los mecanismos de fomento de la producción renovable pasan a ser excepcionales. Las condiciones para que se apliquen son las siguientes (González Franco, 2018):

- Existencia de un procedimiento de concurrencia competitiva entre empresas, cumpliendo con las exigencias de las Directrices de la Comisión Europea
- Compatibilidad con la sostenibilidad económica del sistema, como reflejo de la necesidad de corregir el déficit tarifario originado por el anterior régimen de primas a la producción renovable
- Cálculo de la retribución específica para la instalación durante su vida útil, tomando como referencia una empresa eficiente y bien gestionada. Se introduce el término de “rentabilidad razonable” y la forma de calcularlo como parámetro para evaluar si las instalaciones alcanzaban ese nivel de rentabilidad

Según el tipo de tecnología, se le define una vida útil regulatoria que es el plazo durante el cual podrán recibir el complemento de remuneración además de los ingresos por la venta de energía al precio de mercado.

Figura 4: Esquema de retribución total a tecnologías renovables desde 2013



Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, la retribución total para una instalación de energías renovables queda determinada por los siguientes elementos:

- a. **Retribución por venta de energía en el mercado.** Estos son los ingresos por la venta de energía a precio de mercado. Son los mismos que obtendría una instalación de producción no renovable para un precio de mercado dado
- b. **Retribución específica.** Está compuesta a su vez por dos tipos distintas, a saber:
 - **Retribución a la inversión:** un término por unidad de potencia instalada (€/MW) con el objetivo de recuperar los gastos por la adquisición y puesta en marcha de la instalación y que no puedan ser recuperados mediante los ingresos derivados de la venta de energía a precio de mercado. Mediante este suplemento, se permite al inversor llegar a la rentabilidad razonable que establecido. Todas las instalaciones de tecnologías renovables obtendrán este tipo de retribución siempre y cuando la rentabilidad del proyecto sea inferior a la razonable y la instalación cumpla con los requisitos técnicos correspondientes
 - **Retribución a la operación:** un término por unidad de energía producida (€/MWh) que anule la diferencia entre ingresos y gastos operativas. En otros términos, esta retribución existirá siempre y cuando el EBITDA de la instalación sea inferior a cero.

Se presupondrá en todo caso que estos proyectos son llevados por empresas gestionadas eficientemente y bien gestionadas a la hora de calcular los ingresos

estándar por la venta de energía a precio de pool y los costes estandarizados tanto de operación como de inversión.

- c. **Retribución adicional:** un término como incentivo a la inversión en el caso de instalaciones situadas extrapeninsulares para aquellas situaciones en las que la existencia de dicho proyecto suponga un ahorro energético para el sistema. Este último término no es aplicable a todo el país y sus parámetros de remuneración se definen en función de múltiples parámetros como la situación cíclica de la economía, la rentabilidad estimada para proyectos energéticos y de infraestructura, oferta y demanda de energía eléctrica, etc.

Las instalaciones que estuvieran acogidas a la anterior regulación de tecnologías renovables, y que por tanto tuvieran acceso a la prima, tienen asegurado asimismo la rentabilidad razonable definida como la media histórica a 10 años de los rendimientos del bono español a 10 años más una prima del 3% y que será revisada cada 6 años. Dicho periodo terminará el 31 de diciembre de 2019, empezando el 1 de enero de 2020 otro periodo de 6 años, dividido en dos semiperiodos de 3 años para hacer una revisión de los parámetros de cálculo para esta retribución extraordinaria (J A Garrigues, S.L.P, 2014).

Esta transición desde el modelo de primas a la eficiencia y venta directa de energía al mercado hacia el modelo de la rentabilidad razonable no dejó indiferente a los inversores del sector ya que algunas de las instalaciones se vieran más penalizadas frente a otras tecnologías.

Las instalaciones más castigadas por este cambio, en contraste con el RD promulgado en 2007, fueron algunos parques eólicos en concreto. En primer lugar, los parques eólicos más eficientes, esto es, aquellos con una mayor producción por MW de potencia instalada, ya que se remunera con la misma rentabilidad razonable a todos los parques independientemente del número de horas de producción. En segundo lugar, los parques eólicos anteriores a 2005, dado que gozaron de la retribución anterior, no necesitan de la retribución específica para alcanzar la rentabilidad razonable desde su puesta en marcha hasta el final de su vida útil regulatoria. Estas instalaciones o cuentan ahora con el componente de la retribución a la inversión y, por tanto, su retribución se basa exclusivamente en la venta de energía al precio de mercado. Para estos parques, la caída en los ingresos ha llegado a superar el 50% (Rojas & Tubío, 2015).

Las consecuencias de este nuevo marco de retribución son de vital importancia para el presente trabajo en tanto en cuanto son el régimen económico utilizado en el modelo propuesto en los apartados posteriores.

2 Project Finance

2.1 Definición

Las estructuras de un Project Finance varían a lo largo de las diferentes industrias e incluso entre diferentes proyectos. De esta manera, aunque no existe una definición única de Project Finance, sí que se pueden hallar características comunes si se analizan los proyectos que utilizan esta estructura.

Como primer enfoque, se acude a la definición oficial de algunos de los organismos más relevantes en el sector financiero.

La OCDE provee de los criterios que poseen los Project Finance en el contexto de “Consenso” sobre créditos a la exportación -Export Credit Consensus- (Organization for Economic Co-operation and Development, 2013):

- a. *The financing of a particular economic unit in which a lender is satisfied to consider the cash flows and earnings of that economic unit as the source of funds from which a loan will be repaid and to the assets of the economic unit as collateral for the loan*
- b. *Financing of export transactions with an independent (legally and economically) project company, e.g. special purpose company, in respect of investment projects generating their own revenues*
- c. *Appropriate risk-sharing among the partners of the project, e.g. private or creditworthy public shareholders, exporters, creditors, offtakers, including adequate equity*
- d. *Project cash flow sufficient during the entire repayment period to cover operating costs and debt service for outside funds*
- e. *Priority deduction from project revenues of operating costs and debt service*
- f. *A non-sovereign buyer/borrower with no sovereign repayment guarantee (not including performance guarantees, e.g. offtake arrangements)*

- g. *Asset-based securities for proceeds/assets of the project, e.g. assignments, pledges, proceed accounts*
- h. *Limited or no recourse to the sponsors of the private sector shareholders/ sponsors of the project after completion*

En esta misma línea, la agencia de calificación Standard & Poor's (Standard & Poor's, 2007) lo define como:

“...on-recourse financing of a single asset or portfolio of assets where the lenders can look only to those specific assets to generate the flow needed to service its fixed obligations, chief of which are interest payments and repayments of principal. Lenders' security and collateral is usually solely the project's contracts and physical assets. Lenders typically do not have recourse to the project's owner, and often, through the project's legal structure, project lenders are shielded from a project owner's financial troubles. Project-finance transactions typically are comprised of a group of agreements and contracts between lenders, project sponsors, and other interested parties who combine to create a form of business organization that will issue a finite amount of debt on inception and will operate in a focused line of business over a finite period.”

Al recurrir a organismo no oficial, como es Investopedia (Hayes, 2021) , nos encontramos ante una definición similar:

“Project finance is the funding (financing) of long-term infrastructure, industrial projects, and public services using a non-recourse or limited recourse financial structure. The debt and equity used to finance the project are paid back from the cash flow generated by the project.

Project financing is a loan structure that relies primarily on the project's cash flow for repayment, with the project's assets, rights, and interests held as secondary collateral. Project finance is especially attractive to the private sector because companies can fund major projects off-balance sheet (OBS).”

Con estas definiciones, se pueden sacar una serie de conclusiones al respecto de las características de un Project Finance:

- Los proyectos suelen ser el activo principal en el balance de sociedades creadas específicamente para estos proyectos, los denominados Vehículos de Propósito Especial (SPV por sus siglas en inglés)

- La estructura SPV permite a los inversores cubrirse ante el riesgo de crédito, de manera que, en caso de impago de la deuda, los acreedores solo puedan ir contra los activos del SPV
- Se tratan de proyectos con un alto apalancamiento (>70% de deuda respecto del total de la financiación del proyecto)
- Los flujos de caja del activo se utilizan para repagar la deuda existente. Estos activos sirven en muchos casos además como colateral de la deuda
- Los proyectos levantan deuda para financiar un proyecto de infraestructura con activos a largo plazo. Los activos para financiar tienen una vida útil de larga duración (mayor a 15 años por lo general)

2.2 Principales características de las estructuras de Project Finance

2.2.1 Transmisión de riesgos del proyecto

De acuerdo con Pinto (2017), hay 5 características distintivas en una transacción de Project Finance.

1. El deudor es una SPV que es independiente en términos legales y financieros de los espónsores
2. Los prestamistas solo tienen recursos limitados contra los inversores
3. Los riesgos del proyecto se derivan a terceras partes que son los encargados de manejarlos de manera óptima
4. Los flujos de caja generados por el proyecto deberían de ser suficientes para cubrir los flujos de caja operativos y el repago del servicio de la deuda (principal e intereses)
5. Los inversores y prestamistas ofrecen un colateral para los flujos de caja entrantes y los activos envueltos en la dirección del proyecto

Las SPVs envueltas en estos proyectos son normalmente sociedades creadas desde cero con el objetivo de contener el activo a financiar con altos niveles de apalancamiento. Esty (2004b) demuestra que el apalancamiento medio (deuda/financiación total) es de alrededor del 70%. Este ratio es entre 2 y 3 veces más alto que el de una compañía cotizada habitual. Este resultado está en línea con Esty (2003) cuando describe un Project Finance como una forma de financiación de compañías independientes con altos niveles de endeudamiento y un accionariado concentrado entre pocos inversores.

El principal objetivo es el análisis y externalización de los diferentes riesgos asociados a la puesta en marcha de los proyectos. Los riesgos se entienden a lo largo de las diferentes fases un proyecto, que son:

- Fase desarrollo.
 - Período en el que el proyecto es ideado. Los contratos del proyecto son negociados, firmados y entran en vigor. Los términos de financiación del proyecto son también definidos. En proyectos de energías renovables, cuando se hace de manera independiente esta fase, es típico que una compañía (*developer*) consiga el terreno, puntos de suministro, etc.
- Fase de construcción
 - Período en el que se comienza el Project Finance y se comienza la construcción del activo. Nuevamente, en los proyectos de energías renovables, esta fase típicamente es llevada a cabo por contratistas EPC (*Engineering, Procurement and Construction*)
- Fase de operación
 - Período en el que el activo entra en funcionamiento y provee los productos y servicios que generan los flujos de caja para repagar la deuda y que sirven como rendimiento a los inversores

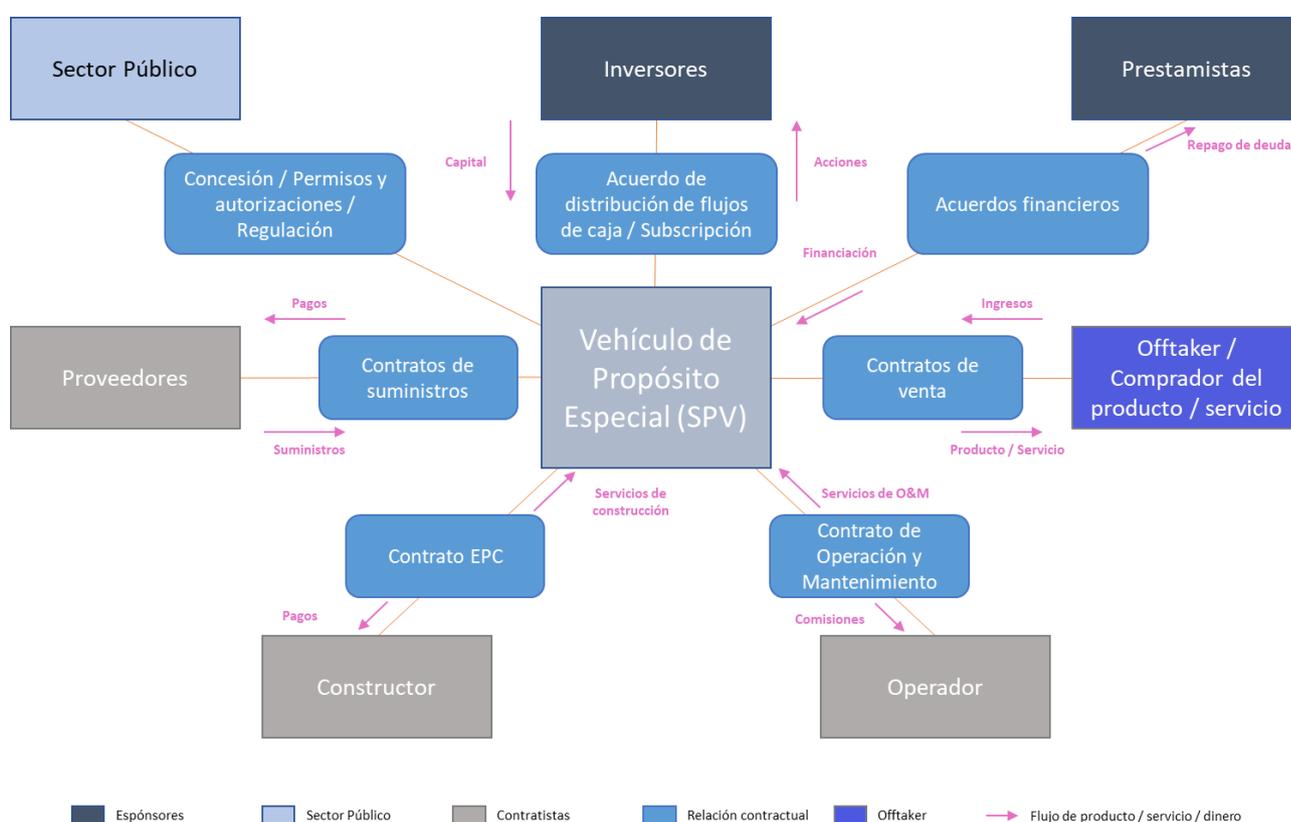
Gatti (2008) identifica los riesgos relacionados con la fase previa a la finalización: riesgo de planificación de la actividad riesgo tecnológico y riesgo de construcción o riesgo de finalización; riesgos relacionados con la fase posterior a la finalización riesgo de suministro, riesgo de explotación y riesgo de demanda riesgo de demanda; y riesgos relacionados con ambas fases: riesgo de riesgo de tipo de interés, riesgo de cambio, riesgo de inflación, riesgo medioambiental, riesgo regulatorio, riesgo político, riesgo de país, riesgo legal y riesgo de crédito o de contraparte. Para mitigar estos riesgos, se establecen contratos con terceras partes que cuenten con experiencia en las diferentes áreas.

Como se expone Pinto (2017), el proceso de gestión de riesgos está normalmente basado en los siguientes pasos interrelacionados: (i) identificación del riesgo; (ii) análisis del riesgo; (iii) transferencia del riesgo y (iv) gestión del riesgo residual. Para un óptimo desarrollo de las estructuras de Project Finance, resulta de vital importancia para maximizar los retornos de todos agentes involucrados. En resumen, se podría entender este proyecto como un sistema de distribución de riesgos entre las distintas partes.

2.2.2 Agentes involucrados y relaciones contractuales entre ellos

Corielli et al. (0210) exponen que la característica más importante de un Project Finance es la existencia de una red de contratos no financieros (NFCs en inglés). Estos contratos son se establecen entre la SPV y terceras partes de manera que la transacción en su conjunto se puede entender como la intersección de una serie de contratos entre los agentes de la transacción. La figura inferior muestra marco contractual típico entre estos agentes.

Figura 5: Relaciones entre los agentes de en un Project Finance



Fuente: Elaboración propia a partir de Pinto (2017).

Entre los diversos contratos, se resaltan cuatro: (i) los contratos con el desarrollador de EPC; (ii) los contratos de suministro para garantizar materias primas a un precio y nivel de calidad determinado; (iii) acuerdos de venta de producto o servicio con el Offtaker – término acuñado para referirse al comprador que establece un contrato para quedarse con una determinada cantidad de producto o servicio generado por un activo, normalmente de

infraestructura, a un determinado precio– o la autoridad correspondiente; (iv) contratos de operación y mantenimiento (O&M). En ocasiones algunos de estos agentes están agregados en una sola sociedad, normalmente en compañías dedicadas al sector correspondiente y con expertise en diferentes áreas. Estas relaciones contractuales son en última instancia presentadas a los proveedores de financiación para la negociación de los términos de la misma.

De la figura superior también se pueden identificarse los agentes más relevantes en un Project finance:

1. Los espónsos del proyecto. Este segmento está conformado por los inversores y los prestamistas que son quienes financian toda la operación. Están ligados contractualmente por los términos de la deuda y los acuerdos de distribución de caja.
2. El sector público. En el caso de proyectos de energías renovables, la mayor competencia está delegada en el gobierno que es quien crea la regulación y da los permisos y autorizaciones para construir y operar el activo. En otro tipo de proyectos son quienes conceden las concesiones de explotación para el activo, como por ejemplo en la construcción de autopistas.
3. Los contratistas. Es en ellos en quienes se delegan los riesgos inherentes al negocio del activo. Entre sus servicios más relevantes se incluye la provisión de suministros, la construcción del activo o la operación y mantenimiento.
4. El offtaker o comprador del producto / servicio. Establecen un contrato con la sociedad con el compromiso futuro de pagar por los productos o servicios generados durante parte o la totalidad de la vida útil del proyecto.

Otros agentes como expertos legales o contables no han sido incluidos en el gráfico, pero lógicamente son también necesarios para las operaciones del día a día del proyecto.

2.3 Ventajas del uso del Project Finance

En un proceso habitual de financiación, las compañías levantan deuda adicional a la existente y que usan para financiar el resto de los proyectos del plan estratégico. En este caso, la compañía reutiliza la caja futura, la posible venta de activos en balance y nuevas líneas de crédito para repagar los pagos futuros de la deuda. Este procedimiento es mucho más común, rápido y sencillo.

Por el contrario, las sociedades que se ayudan del enfoque de Project Finance crean sociedades completamente nuevas y cuyo único activo es el activo generador de flujos de caja (normalmente un proyecto de infraestructura). Dado que son sociedades nuevas, a diferencia del proceso habitual anteriormente expuesto, los proveedores de nueva deuda no tienen un historial previo de rating crediticio y por lo tanto es de vital importancia el perfil de generación de efectivo que el activo de la SPV es capaz de crear tanto en términos absolutos (cuánta caja se espera que genere) como la probabilidad de que ello ocurra (riesgo de flujos de caja).

Dadas las características expuestas, se puede entrever que existen una variedad de motivos por los que resulta interesante el uso de Project Finance. Para evaluarlos en su totalidad, se procede a explicar los principales motivos por los que resulta importa su uso para (i) los inversores del proyecto y (ii) otros grupos de interés, de acuerdo con ER Yescombe, 2014.

2.3.1 Ventajas para los inversores

Entre la multitud de ventajas que se les presenta a los inversores para abogar por el Project Finance, se destacan los siguientes:

1. Alto nivel de apalancamiento
 - Una de las características típicas de los proyectos de infraestructura que, aunque se hacen a largo plazo, no tienen altos rendimientos asociados. Una manera de combatir estos bajos rendimientos en relación al tiempo que conllevan es el uso del apalancamiento.
 - En el ejemplo inferior se muestra cómo para dos proyectos con el mismo perfil de ingresos (100€) para una inversión inicial (1.000€). Mientras que el proyecto financiado con 30% de deuda tiene un retorno sobre el capital para los accionistas del 12%, el que es financiado con un 80% (estructura de capital típica de un Project Finance) tiene un retorno sobre el capital para los accionistas del 22%. Casi el doble para un mismo proyecto

Figura 6: Beneficios del apalancamiento en los retornos del accionista

	Apalancamiento	
	Bajo	Alto
Coste del Proyecto	1,000	1,000
Deuda	300	800
Capital aportado por los accionistas	700	200
Ingresos generados por el proyecto	100	100
Tipo de interés de la deuda	5%	7%
Intereses sobre la deuda	15	56
Beneficios	85	44
Retorno sobre el capital del accionista	12%	22%

Fuente: ER Yescombe, 2014.

- Consecuentemente, Project Finance se aprovecha del hecho de que el coste de deuda es menor que el coste de capital de los inversores. En resumen, los retornos exigidos por los proveedores de deuda son menores que los exigidos por los inversores – que son quienes en última instancia toman el riesgo real de la operación – y por lo tanto aprovechan el mayor apalancamiento posible para maximizar sus beneficios
 - Resulta importante notar que, de acuerdo con la teoría de finanzas corporativas, un inversor de una compañía con alta grado de apalancamiento debería de poder exigir una mayor rentabilidad, en tanto que está asumiendo un mayor riesgo que un inversor con bajo apalancamiento, de manera que el coste total de financiación de una compañía fuera el mismo independientemente de su ratio deuda-patrimonio neto. No obstante, esta correlación no se cumple siempre, ya que este mayor apalancamiento no conlleva siempre un mayor grado de riesgo en tanto que este mayor apalancamiento del Project Finance es de hecho admitido por el limitado riesgo del proyecto en sí mismo.
2. Menor coste de oportunidad
- Si la compañía está vendiendo un *commodity* como es la electricidad, menores costes de financiación hacen que los precios de venta sean más competitivos. Así, el mayor apalancamiento conllevaría a un menor coste de oportunidad para los inversores

Figura 7: Efecto del apalancamiento en los retornos exigidos

	Apalancamiento	
	Bajo	Alto
Coste del Proyecto	1,000	1,000
Deuda	300	800
Capital aportado por los accionistas	700	200
Coste de capital de los inversores	15%	15%
Retorno sobre el capital de los accionistas	105	30
Tipo de interés de la deuda	5%	7%
Intereses sobre la deuda	15	56
Retorno exigido	120	86

Fuente: ER Yescombe, 2014.

3. Mayor capacidad de financiación

- Project Finance permite aumentar los niveles de endeudamiento de la compañía que acomete el proyecto. Al no contar con el proyecto en su balance tampoco cuenta con el riesgo derivado del mismo y puede disponer de mejores condiciones de financiación. En resumen, esto permite aumentar la capacidad de conseguir una mayor financiación para la compañía inversora y contar con varios proyectos de mayor envergadura al mismo tiempo.

4. Limitación del riesgo

- Un inversor invertido en un proyecto financiado mediante Project Finance no suele tener garantías para el repago de deuda más allá del aportado como aportación inicial al patrimonio neto de la compañía. Si el proyecto saliera delante, el inversor obtendría un buen retorno, pero, si por el contrario, el proyecto fracasara, el inversor podría salir del proyecto y son únicas pérdidas quedarían limitas al capital inicial aportado. Visto de otra manera, se podría entender como que el inversor ha aportado una cuota inicial en una opción financiera que en caso de que no sea exitosa perdería, y en caso contrario podría activar y conseguir significativas ganancias.

5. Diversificación del riesgo

- Dado que un proyecto puede ser demasiado grande como para que sea financiado por un solo inversor, mediante la fórmula del Project Finance se permite fácilmente la entrada de otros inversores de manera que se forme una *joint venture*. Así, se permite diversificar el riesgo entre los diferentes inversores y limita la cantidad de riesgo de cada inversor

6. Mayor diversidad en el accionariado

- Gracias al alto nivel de apalancamiento, el patrimonio neto inicial es mucho más bajo y se permite que compañías con diferentes perfiles crediticios puedan colaborar. Es muy típico en este tipo de proyectos contar con un amplio abanico de inversores que consiste desde el inversor financiero (por ejemplo, un fondo de infraestructura), una compañía de construcción y una compañía que se ocupe del mantenimiento del activo, cuyos balances son realmente diferentes, pero que se cuentan con tantos perfiles para que cada uno contribuya con su área de especialización (construcción, operación y mantenimiento, financiero, etc)

7. Apalancamiento en el promotor

- Muchos proyectos se llevan a cabo junto a un promotor (*developer* en inglés) que tiene la idea, pero no los recursos necesarios y que se ocupa de encontrar otros inversores. Por la naturaleza del Project Finance, se necesita una menor cantidad inicial de patrimonio neto y, por lo tanto, se le hace más fácil a estos promotores tener una participación igual que el resto de los inversores

8. Financiación a largo plazo

- Los préstamos de Project Finance suelen ser de larga duración que los préstamos del día a día de las compañías. Esto es así porque los costes asociados a los activos financiados son más elevados que los costes de un proyecto operativo habitual. Aunque la duración es muy variable y depende altamente de cada caso, los proyectos de infraestructura suelen ser de más de 20 años. Por el contraste, la financiación de proyectos de recursos naturales suele tener una menor duración dado que el recurso a explotar se agota antes, y algo parecido ocurre con los proyectos de telecomunicaciones cuyas tecnologías tienen una menor vida por los avances tecnológicos continuos

9. Mayor rating crediticio

- El rating crediticio de una compañía tiene menor probabilidad de ser degradada si los riesgos de un proyecto son operados mediante un Project Finance.

- Además, si el Offtaker (comprador del producto que genera el activo financiado) tiene un mejor rating que la compañía que opera el proyecto, este rating es aún mejor que el de la compañía de manera aislada.

10. Reducción en la necesidad de inversores exteriores

- Otra consecuencia del hecho de que el mayor apalancamiento conlleve una menor aportación inicial es que se reducen el número de inversores necesarios. Esto es positivo para el accionariado en tanto que los inversores originales no tienen por qué perder el control de las operaciones ante una mayor necesidad de financiación.

11. Beneficios fiscales

- Dado que en la mayoría de los países los intereses son deducibles fiscalmente y los dividendos no. Levantar deuda resulta más interesante que premiar a los inversores mediante ampliaciones de capital.

12. Financiación fuera de balance

- Cuando el inversor principal tiene que levantar deuda e inyectar dicha cantidad en el proyecto, este movimiento aparece contablemente en el balance del accionista mayoritario. Sin embargo, este movimiento puede ser interesante para inversores minoritarios en los que dicho movimiento contable no aparecería reflejado sus balances. Mantener esta deuda fuera del balance se suele ver como beneficioso para la posición en los mercados financieros de la compañía, aunque este detalle se debe de tener en cuenta a la hora de invertir en el minoritario. En estos casos el movimiento contable se revela en las notas a pie de página de las cuentas consolidadas.
- La inversión en un proyecto mediante una subsidiaria no consolidada puede ser útil durante la fase de construcción del proyecto dado que es un “peso muerto” para el resto de los negocios de la compañía porque requiere de una elevada cantidad de inversión que al principio no está generando ingresos.

2.3.2 Ventajas para otros grupos de interés

En esta misma línea, los beneficios para un Offtaker o para la autoridad que tiene contratada los productos del Project Finance son:

1. Menor coste de producto o servicio

- Con el objetivo de pagar el menor coste posible por el producto o servicio ofrecido por el activo financiado, el Offtaker preferirá que el nivel de apalancamiento sea el mayor posible. Para entender esta lógica más fácilmente se puede recurrir a la Figura 5 y comenzar desde la última línea: si el inversor del proyecto requiere un coste de capital de al menos el 15%, tal y como muestra la Figura 6, se exigirá al activo que genere al menos unos ingresos de 120 dado el bajo nivel de apalancamiento. Por el contrario, el escenario de alto apalancamiento demuestra que para ese mismo coste de capital vale con conseguir unos ingresos de 86 y, por lo tanto, se podría reducir el precio del producto o servicio vendido.
- Como consecuencia, si el Offtaker desea alanzar el menor coste de proyecto y tiene la posibilidad para influenciar que así es, el uso de una mayor cantidad de deuda está incentivado. Esto se podría lograr si el Offtaker acuerda firmar un acuerdo en que promueva unas condiciones favorables para el levantamiento de deuda.

2. Inversión adicional en infraestructura pública

- El Project Finance da financiación extra para llevar a cabo inversión adicional mediante una APP (Asociación Público-Privada) que de otra manera el estado no sería capaz de lograr por restricciones económicas que llevarían al estado a un mayor déficit.
- De hecho, si la autoridad compradora del producto o servicio paga por el proyecto mediante un acuerdo a largo plazo, se podría decir que está financiado fuera de balance esta operación, pero dadas las restricciones en las cuentas públicas, esto no suele ser de mayor relevancia.

3. Capital en riesgo

- Una estructura de Project Finance transfiere riesgos operativos del Offtaker a la compañía inversora. Además, la compañía inversora solo recibe los pagos correspondientes cuando se cumplen ciertos objetivos de rendimiento, trasladando así también los riesgos de rendimiento a la compañía encargada del proyecto.
- Esta transferencia del riesgo se hace más efectiva en un Project Finance porque ambos, ellos inversores y los prestamistas, tiene un significativo “capital en riesgo”. En proyectos no financiados, los principales contratistas

(como los encargados del desarrollo, de la construcción y del mantenimiento) tienen un compromiso limitado que están relacionados con los beneficios subyacentes a la transacción. Así, si los costes de mantenimiento resultaran ser mucho mayor que lo previsto inicialmente, es bastante probable que estos costes adicionales no sean recuperados por el contratista de mantenimiento. En una estructura de Project Finance, estos costes excedentes corren a cargo del contratista, a continuación de los inversores y en última instancia, de los prestamistas. Solo en el caso de que estos costes adicionales sean tan exagerados que ni los inversores ni los prestamistas no pudiera hacer frente a dichos pagos, ambos abandonarían del proyecto. Este escenario no es nada habitual ya que ambos incurrirían en grandes pérdidas para ambos agentes.

4. Menores costes en la inversión

- Tal y como ya se ha comentado, la financiación privada es actualmente muy usada para proyectos en infraestructura que tradicionalmente han sido operados por agentes públicos. Más allá de sanear las cuentas públicas mediante APPs, las inversiones hechas por el sector privado suelen estar gestionadas más eficientemente en términos de costes.
- Este menor coste de la inversión es una función de:
 - La tendencia general del sector público a sobrecargar los costes de proyectos
 - Mayor experiencia en el sector privado en el control y la gestión de la construcción y operación del proyecto
 - Transferencia de riesgos como se ha discutido anteriormente
 - Gestión durante a largo plazo del mantenimiento del proyecto en contraste con un mantenimiento dependiente de la disponibilidad de fondos públicos

5. Diligencia debida por terceras partes

- El Offtaker puede beneficiarse la diligencia debida llevada a cabo por entidades independientes y el control de los prestamistas para asegurarse de que las obligaciones contractuales de la deuda se cumplan y que se mitiguen adecuadamente los riesgos operativos.

6. Transparencia

- Dado que la financiación de del proyecto está autocontenida, es decir, el proyecto depende únicamente de los activos y obligaciones de pagos, costes y beneficios del proyecto en sí mismo, los verdaderos costes del proyecto se pueden medir y monitorear fácilmente en contraste con proyectos consolidados en el balance de una compañía con una amalgama de proyectos.
7. Recompensa adicional a la inversión
- En países en vías de desarrollo, Project Finance abre la ventana a nuevas oportunidades para la inversión en infraestructura que puede ser usada para atraer nuevas inversiones que no ocurrirían si no fuera por la primera. En esta línea, proyectos exitosos pueden llevar a otros proyectos mayores, de la misma manera que una gasolinera puede actuar como modelo para promover inversión adicional en la economía.
8. Desarrollo de los mercados financieros
- El Project Finance desarrolla el mercado de financiación doméstico en países en vías desarrollo, dado que allí los bancos sólo suelen conceder préstamos a corto plazo. El desarrollo de agentes externos supranacionales (como el Banco Mundial) ayudan a desarrollar el mercado financiero local en paralelo.

3 Análisis de un proyecto de energías renovables mediante Project Finance

Una vez se han explicado en detalle el marco regulatorio y financiero del proyecto propuesto, se procederá a proponer un proyecto tipo de energías renovables, concretamente de energía eólica, y al posterior análisis de los resultados. Más adelante, se examinarán si los resultados están en línea con otros proyectos recientes en el mercado.

3.1 Descripción del proyecto

3.1.1 Localización

En línea con las hipótesis utilizadas por Durán (2017) y con el informe publicado en 2020 por la Asociación Empresarial Eólica (AEE), se propone que el proyecto esté localizado en la comunidad autónoma de Castilla y León, específicamente en la localidad de Burgos en

tanto que esta es la región con mayor número de parques eólicos y siendo Burgos la localidad donde es más frecuente la presencia de este tipo de proyectos. Además, se supone que el parque eólico es de 80 MW, un tamaño respetable y en línea con parques vendidos recientemente.

3.1.2 Retribución específica a las renovables

Para tener en cuenta también el marco retributivo a las renovables actualmente presente y teniendo en cuenta que en las últimas subastas de desarrollo, construcción y operación de energías limpias no han dado el beneficio de este incentivo económico, se presupondrá en el proyecto propuesto que el parque lleva en operación desde 2007 y se quiere comprar a principios de 2020 por un inversor externo al Project Finance. Unos comentarios en lo relativo a estas hipótesis:

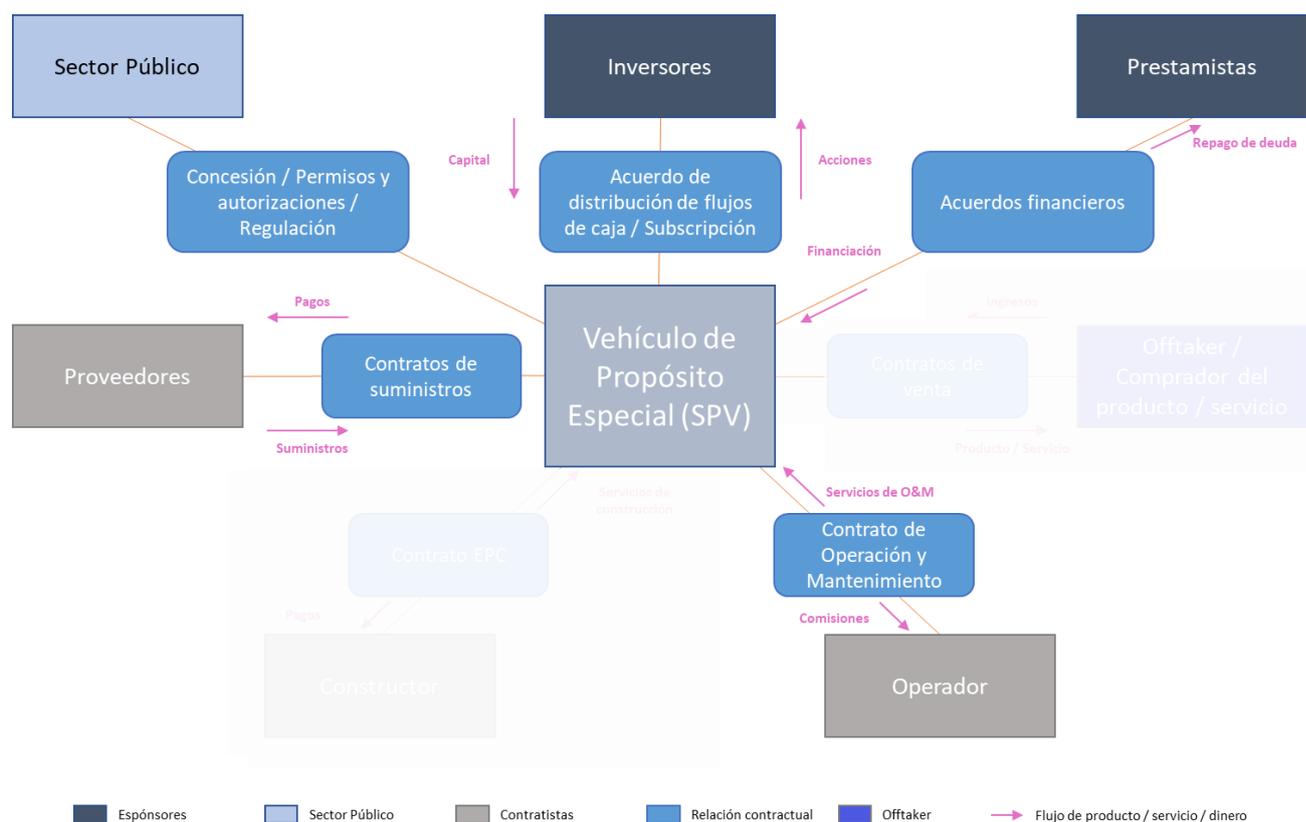
- La fecha de puesta en operación sirve como ejemplo de proyectos que están en marcha desde 2007 como respuesta a los incentivos del gobierno de la época y que siguen pudiendo disfrutar de la retribución específica en tanto que no son anteriores a 2005.
- Se toma como fecha de la inversión principios de 2020 dado que es el último año completo disponible. Adicionalmente, así se podría evitar el posible impacto posterior que tuvo la COVID-19 en los mercados.
- Se aprovecha la gran cantidad de transacciones ocurridas desde 2015 hasta 2020 para que sirvan como comparativa para el análisis de los resultados.

3.1.3 Detalles del Project Finance

Como se ha comentado anteriormente, se partirá de un proyecto que ya estuviera en funcionamiento, esto es, en fase de operación y dejando atrás las fases de desarrollo y construcción. Esta hipótesis sirve como simplificación, además de representar la situación real que afrontan los inversores que recientemente han estado comprando proyectos de parques eólicos en España, en lugar de presuponer que lo comienzan desde cero.

Para entender mejor las relaciones entre los diferentes agentes envueltos en el Project Finance así como las transferencias de riesgos existentes, se recuperará la Figura 5 y se actualizará con las características del proyecto de este estudio.

Figura 8: Relaciones entre los agentes del proyecto



Fuente: Elaboración propia.

El sector público juega un papel vital en tanto que tiene la potestad de hacer cambios en la regulación sobre las renovables. Prueba de ello es el cambio en la rentabilidad razonable de las renovables que cambió en el período del 2014-2020 desde el 7,398% al 7,090% en períodos posteriores para algunos proyectos. Dicha hipótesis también es tenida en cuenta en el proyecto del presente estudio. Otras relaciones contractuales como las concesiones y permisos también se les atribuyen, pero no son relevantes en este caso dado que el proyecto se presupone ya en operación, una vez superadas las fases de construcción y desarrollo.

En cuanto a los espónsores, son los encargados de financiar el proyecto en su conjunto. En este caso, y en línea con los estudios de Esty (2004b), se propone un ratio de apalancamiento del 70%. Para el cálculo de la inversión inicial del activo comprado en 2007, utiliza la hipótesis de capex inicial de 1.000.000 € por MW de capacidad instalada, ligeramente superior a los resultados de este estudio y en línea con el informe de Brindley (2020). Para financiar esta compra, se parte del apalancamiento del 70% en 2014 y se repaga mediante una amortización lineal en los siguientes 30 años. Esta hipótesis es

conservadora en tanto que presupone que los primeros años se repaga tanta deuda como a lo largo de la vida útil del proyecto, en contraste con un repago más tardío como es típico en este tipo de proyectos para la salida de caja en el futuro impacte menos que en los primeros años a la valoración del proyecto.

Los otros agentes que destacar son los contratistas. En concreto, los operadores del activo, encargados de la operación y mantenimiento son el 60% de los gastos anuales, en línea con los estudios de Turc (2020). Los gastos anuales en O&M son de 17 € / MW, en línea con otros proyectos del sector y estudios como Turc (2020) y Valpy y English (2014).

3.2 Cuenta de pérdidas y ganancias

Para comenzar a analizar los resultados del proyecto, se estudiará la evolución de la cuenta de pérdidas y ganancias (P&G) de la sociedad mediante la cual se lleva a cabo el Project Finance.

3.2.1 Principales partidas de Ingresos

Las partidas de ingresos más importantes para un proyecto de energía renovables son tres, según se ha comentado en el primer capítulo sobre la regulación de renovables: ingresos por venta de energía en el pool, ingresos por la retribución a la inversión e ingresos por la retribución a la operación.

- Ingresos por venta de energía en el pool
 - o Estos ingresos se calculan como:

Ingresos_{pool}

= Precio de energía en el pool $\left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}}\right) \times \text{capacidad instalada (MW)} \times \text{horas de funcionamiento anual (h)}$

- o La capacidad instalada es la asumida en la sección anterior (80 MW).
- o En cuanto a los precios de energía en el pool, se usa como referencia los precios publicados por el BOE en 2020 para el cálculo de la retribución específica del semi-periodo 2020-2023. Los precios correspondientes son 54,42€; 52,12€ y 48,82€ para 2020, 2021 y 2022 respectivamente. Para los precios a futuro se ajustan a inflación del 2%, a excepción de los primeros

cinco años que se ajustan a una tasa levemente superior para reflejar el auge de precios en el mercado de los últimos años.

- Las horas de funcionamiento medio anual se establecen en 2.100 h, en línea la media del mercado según la Asociación Empresarial Eólica (2018). Esta hipótesis no tiene en cuenta que las posibles mejoras de rendimiento y/o mantenimientos de los aerogeneradores permitan una mayor cantidad de horas en funcionamiento. De nuevo, una hipótesis más conservadora.
- Ingresos por retribución a la inversión
 - Estos ingresos se calculan según las instrucciones del RD 413/2014 y los parámetros de la Orden TED/171/2020 por la cual se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones renovables y cuyos efectos de actuación corresponden a 2020.
 - Según esta, se calcula la retribución a la inversión y a la operación para una instalación por MW de capacidad instalada. Así, se consigue una rentabilidad razonable entre el 7.0 y el 7.4% según las características de la instalación para los 20 años de vida útil regulatoria del proyecto. Para ello, se coge una IT para una instalación eólica con fecha de operación a 2007 (en este caso, se coge la IT-20657 por las características de este activo), y se toman los parámetros correspondientes de la Orden TED/171/2020 y se calcula la retribución anual por unidad de capacidad instalada. Para aquellos años en los que la venta de energía no cubre los gastos operativos, la Orden contempla una retribución hasta llegar a la rentabilidad razonable y, en caso contrario, no se da esta retribución. Para una mejor comprensión, este procedimiento se explica en la Figura 4.
- Ingresos por retribución a la operación
 - Esta retribución no aplica a proyectos de generación de energías renovables

A modo de síntesis, se puede encontrar en la figura inferior los ingresos para los años de vida del proyecto.

Figura 9: Ingresos a 20 años

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036	2037
Ingresos													
Ingresos por la Rinv	k€	5,573	5,573	5,573	3,547	3,547	3,547	3,624	3,624	0	0	0	0
Ingresos por la Ro	k€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingresos por ventas al pool	k€	10,057	11,062	12,169	12,777	13,416	14,087	14,369	14,656	14,949	16,181	17,515	17,866
Facturación total	k€	15,630	16,635	17,742	16,324	16,963	17,634	17,992	18,280	14,949	16,181	17,515	17,866

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Gastos operativos

Tal y como se ha expuesto en la descripción del proyecto, los gastos en O&M son el 60% de los gastos anuales, en línea con los estudios de Turc (2020). Los gastos anuales en O&M son de 17 € / MW, en línea con otros proyectos del sector y estudios como Turc (2020) y Valpy y English (2014).

Ente otros gastos no incluidos O&M, se encuentran los gastos en terrenos, seguros, auditorías, personal, impuestos locales, peajes y otros servicios profesionales entre otros.

Los gastos modelados, por tanto, quedarían de la siguiente manera:

Figura 10: Gastos a 20 años

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036	2037
Gastos													
O&M / MW	17.0	€/ MW											
Costes O&M/Costes de Explotación	60%	%											
Opex total / MW	28.3	€/ MW											
O&M	k€	1,360	1,387	1,415	1,443	1,472	1,502	1,532	1,562	1,593	1,725	1,867	1,904
OpEx	k€	907	925	943	962	981	1,001	1,021	1,041	1,062	1,150	1,245	1,270
Opex total	k€	2,267	2,312	2,358	2,405	2,454	2,503	2,553	2,604	2,656	2,875	3,112	3,174

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Fondo de maniobra

El fondo de maniobra o *working capital* se simplifica al tener solo en cuenta las partidas de clientes y proveedores en función de los periodos medios de cobro y de pago.

En lo relativo al periodo medio de cobro, es difícil calcular exactamente dado que la comisión Nacional de Energía (CNE) tiene un complejo sistema de pagos que fracciona los pagos a varios meses (por ejemplo, 70% este mes, 20 % el siguiente mes, 10% el siguiente). Como medida conservadora, se establece un periodo medio de cobro de dos meses, esto es, 60 días.

Por otro lado, el periodo medio de pago se establece en 40 días, teniendo en cuenta que la mayoría de los gastos se derivan de salarios a los operadores de O&M.

3.2.4 Cuenta de pérdidas y ganancias

Tras haber analizado las principales partidas de ingresos y gastos del modelo, se expone en la siguiente figura la cuenta de P&G. Es importante notar que sobre la partida de gasto en intereses se hablará en la siguiente sección.

En lo relativo a los impuestos, se establece un tipo de sociedades del 25%, en línea con la regulación fiscal vigente en España.

Figura 11: Cuenta de P&G a 20 años

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036	2037
Cuenta de P&G													
Ingresos	k€	15,630	16,635	17,742	16,324	16,963	17,634	17,992	18,280	14,949	16,181	17,515	17,866
Gastos	k€	(2,267)	(2,312)	(2,358)	(2,405)	(2,454)	(2,503)	(2,553)	(2,604)	(2,656)	(2,875)	(3,112)	(3,174)
Resultado bruto de explotación	k€	13,363	14,323	15,383	13,919	14,510	15,132	15,440	15,676	12,293	13,307	14,404	14,692
Depreciación	k€	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)	(3,200)
EBIT	k€	10,163	11,123	12,183	10,719	11,310	11,932	12,240	12,476	9,093	10,107	11,204	11,492
Intereses	k€	(3,360)	(3,309)	(3,256)	(3,201)	(3,142)	(3,081)	(3,016)	(2,948)	(2,877)	(2,555)	(2,164)	(2,053)
Resultado antes de impuestos	k€	6,803	7,814	8,927	7,518	8,168	8,851	9,224	9,528	6,216	7,552	9,040	9,438
Impuestos	k€	(1,701)	(1,954)	(2,232)	(1,880)	(2,042)	(2,213)	(2,306)	(2,382)	(1,554)	(1,888)	(2,260)	(2,360)
Resultado del ejercicio	k€	5,102	5,861	6,695	5,639	6,126	6,638	6,918	7,146	4,662	5,664	6,780	7,079

Fuente: Elaboración propia.

3.3 Perfil de deuda

Como ya se ha comentado en multitud de ocasiones, el uso de la deuda en proyectos de infraestructura y específicamente en renovables ha sido muy común. El alza de inversiones en energías renovables en las dos últimas décadas fue llevada por una multitud de espónsores gracias al alto grado de apalancamiento de este tipo de proyectos (Henderson, 2016; Steffen, 2018).

En esta sección se examinarán diferentes aspectos de la deuda del Project Finance.

3.3.1 Repago de la deuda

Se establece que el proyecto fue financiado al 70% con deuda y 30% con capital de los inversores en 2007. Desde entonces, solo se ha procedido al repago de principal e intereses.

Para este proyecto en concreto se ha propuesto una financiación al 4%, mediante un préstamo a tipo fijo y con amortización lineal a 30 años, esto es, la misma vida útil que el activo. En los Project Finance es típico que el repago de la deuda no se acometa en los primeros años con el fin de no cargar los flujos de caja próximos con repago de la deuda. Por el contrario, una práctica habitual consiste en posponerlos hasta que el activo empiece a generar una mayor cantidad de ingresos. En contraste, la hipótesis propuesta de amortización lineal es más conservadora.

La evolución de la deuda y el valor contable del activo desde su puesta en operación hasta antes de la compra del activo se ve reflejada en la siguiente figura.

Figura 12: Evolución de la deuda y valor contable del activo 2014-2019

		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Tipo de deuda	Fijo	-												
Intereses	5%	%												
Apalancamiento total	70%	%												
Duración de la deuda	30	años												
DSCR	1.2	x												
Amortización anual	4,371 €													
Inversión inicial	96,000	k€												
Vida útil del activo	30	años												
Valor del activo a comienzo de año	k€	96,000	92,800	89,600	86,400	83,200	80,000	76,800	73,600	70,400	67,200	64,000	60,800	57,600
Depreciación anual	k€	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200
Valor del activo a final de año	k€	92,800	89,600	86,400	83,200	80,000	76,800	73,600	70,400	67,200	64,000	60,800	57,600	54,400
Deuda inicial	k€	67,200	66,189	65,127	64,011	62,840	61,611	60,320	58,965	57,541	56,047	54,478	52,830	51,101
Repago de deuda	k€	1,011	1,062	1,115	1,171	1,229	1,291	1,355	1,423	1,494	1,569	1,648	1,730	1,816
Deuda final	k€	66,189	65,127	64,011	62,840	61,611	60,320	58,965	57,541	56,047	54,478	52,830	51,101	49,284
Intereses	k€	3,360	3,309	3,256	3,201	3,142	3,081	3,016	2,948	2,877	2,802	2,724	2,642	2,555

Fuente: Elaboración propia.

Para un préstamo a 30 años y 4% de interés a tipo fijo, se tiene una cuota anual de 3.238€. Mientras que en un comienzo el repago de la deuda consistirá mayormente de intereses, esto irá cambiando conforme pasen los años y será al final el repago de la deuda la mayor partida.

En consecuencia, la evolución de la deuda para los años del proyecto (2020 en adelante) está reflejada en la siguiente figura.

Figura 13: Evolución de la deuda y valor contable del activo a partir de 2020

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2035	2036	2037
Valor del activo a comienzo de año	k€	54,400	51,200	48,000	44,800	41,600	38,400	35,200	32,000	16,000	6,400	3,200	0
Depreciación anual	k€	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	3,200	0
Valor del activo a final de año	k€	51,200	48,000	44,800	41,600	38,400	35,200	32,000	28,800	12,800	3,200	0	0
Deuda inicial	k€	49,284	47,377	45,374	43,271	41,064	38,745	36,311	33,755	18,926	8,128	4,163	0
Repago de deuda	k€	1,907	2,003	2,103	2,208	2,318	2,434	2,556	2,684	3,425	3,965	4,163	0
Deuda final	k€	47,377	45,374	43,271	41,064	38,745	36,311	33,755	31,072	15,501	4,163	0	0
Intereses	k€	2,464	2,369	2,269	2,164	2,053	1,937	1,816	1,688	946	406	208	0

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Restricciones de la deuda

De la misma manera que los accionistas fijan parámetros para la toma de decisión del proyecto como el Valor Actual Neto (*NPV* en inglés) o la TIR (Tasa Interna de Retorno), la perspectiva de los prestamistas es diferente (Gatti, 2007). De hecho, debido a la estructura financiera tan peculiar, la principal preocupación de los prestamistas es la capacidad de repago de los accionistas durante la vida del proyecto (Nevitt y Favozzi, 1995).

Así, de acuerdo con los trabajos de Borgonovo et al (2010) el criterio utilizado por las instituciones financieras para decidir las decisiones de préstamos para proyectos industriales se fija en criterio de repago de deuda. Para nuestro caso, los dos criterios financieros más utilizados son el DSCR (*Debt Service Coverage Ratio* o Ratio de Cobertura del Servicio de la deuda) y el LLCR (*Loan Live Coverage Ratio* o Tasa de Cobertura de Vida del Préstamo).

En cuanto al primero, es un ratio que mide la capacidad de repago de la deuda a partir de los flujos de caja libre de la compañía. Su fórmula es:

$$DSCR = \frac{FCL_t}{\text{Repago de deuda}_T + \text{Intereses}_t}$$

De acuerdo con Borgonovo et al (2010), este ratio depende del perfil de riesgo de los bancos, pero suele oscilar entre 1,2 y 1,9. En el caso de que la compañía no cumpliera con esta restricción, podría llevar a la quiebra al proyecto o ser fuertemente penalizado. Por otro lado, el LLCR es una medida durante la vida del proyecto que define la capacidad de repago en función de los flujos de caja libre descontados al presente entre la deuda pendiente. La fórmula sería la siguiente, sabiendo que k_D es el coste de la deuda.

$$LLCR = \frac{\sum_{s=t}^{T_{deuda}} \frac{FCL_t}{(1 + k_D)^{(s-t)}}}{\text{Repago de deuda}_T + \text{Intereses}_t}$$

Aunque no existe consenso sobre las magnitudes obligatorias que este parámetro debe de satisfacer, sí se está de acuerdo en que siempre ha de ser mayor que el DSCR de cada periodo.

Para nuestro proyecto propuesto, se puede verificar en la figura inferior que se satisfacen ambos criterios propuestos por Borgonovo et al (2010).

Figura 14: Evolución de los ratios DSCR y LLCR

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2035	2036	2037
Deuda inicial	k€	49,284	47,377	45,374	43,271	41,064	38,745	36,311	33,755	18,926	8,128	4,163	0
Repago de deuda	k€	1,907	2,003	2,103	2,208	2,318	2,434	2,556	2,684	3,425	3,965	4,163	0
Deuda final	k€	47,377	45,374	43,271	41,064	38,745	36,311	33,755	31,072	15,501	4,163	0	0
Intereses	k€	2,464	2,369	2,269	2,164	2,053	1,937	1,816	1,688	946	406	208	0
DSCR	x		1.30	1.49	1.34	1.38	1.49	1.57	1.63	1.29	1.47	1.54	0.00
LLCR	x		1.79	1.87	1.96	2.06	2.19	2.33	2.51	4.48	10.42	20.35	0.00

Fuente: Elaboración propia.

3.4 Valoración por descuento de flujos de caja

Una vez ya se han obtenido todas las necesidades de fondo de maniobra y de los ingresos y gastos de la cuenta de P&G, solo es necesario conocer el gasto anual en capex para llegar hasta el flujo libre de caja. Y se sabe que este último es nulo porque la única inversión se hizo en 2007 y fue la compra y puesta en marcha del parque eólico.

Por lo tanto, los flujos de caja libre hasta el final de la vida del proyecto serían los siguientes.

Figura 15: Flujos de caja hasta 2036

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2032	2033	2034	2035	2036
Descuento de flujos de caja libre (DCF)													
Resultado del ejercicio	k€	5,102	5,861	6,695	5,639	6,126	6,638	6,918	5,664	5,931	6,207	6,489	6,780
Variación del fondo de maniobra	k€	(2,321)	(160)	(177)	238	(100)	(105)	(53)	(46)	(47)	(48)	(49)	(50)
Flujo de caja operativo	k€	2,781	5,700	6,519	5,877	6,026	6,533	6,864	5,618	5,885	6,159	6,441	6,730
Capex	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja libre	k€	2,781	5,700	6,519	5,877	6,026	6,533	6,864	5,618	5,885	6,159	6,441	6,730

Fuente: Elaboración propia.

El siguiente paso sería calcular a tasa de descuento a la que descontar los flujos de caja del proyecto. En línea con el estudio sobre la viabilidad económica de un parque eólico de Solsona (2017), estos flujos de caja se descuentan al coste de capital WACC (*Weighted*

Average Cost of Capital en inglés) que se calcula como se detalla a continuación. La fórmula correspondiente para el WACC es:

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

De donde se sabe que:

- D es la deuda total viva de la compañía
- E es el valor del patrimonio neto de los accionistas
- K_e es el coste de capital de los accionistas
- K_D es el coste de capital de los prestamistas
- T es el tipo impositivo marginal al que se gravan los beneficios de la compañía

Mientras la deuda total de la compañía, el patrimonio neto, el coste de capital de la deuda y el tipo impositivo se conocen a priori, es necesario dar un paso más allá para calcular el coste de capital de los accionistas.

En este caso, el cálculo del coste de capital de los accionistas se halla mediante el CAPM (Capital Asset Pricing Model) desarrollado por Sharpe y Lindtner.

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

De donde se tiene que:

- R_f es la rentabilidad libre de riesgo. Para este proyecto se toma la rentabilidad del bono español a 10 años.
- La β es la correlación entre los retornos del activo con los del mercado. Dado que no se trata de una empresa cotizada, se ha procedido a tomar la beta de un comparable y se ha ajustado a la estructura de capital de nuestra sociedad. Para este estudio, se ha tomado como comparable la empresa española dedicada al sector eólico, Siemens Gamesa. Los detalles sobre su beta y estructura de capital a comienzos de 2020 se encuentran en la figura inferior.
- La diferencia ($R_M - R_f$) se trata de la prima de riesgo del mercado español. Esta diferencia se ha calculado a partir de Damodaran (2021), utilizando como referencia

la prima de riesgo del mercado alemán y añadiendo la prima de riesgo del mercado español sobre el alemán, para alcanzar una prima de riesgo total del mercado español del 6,27%.

Figura 16: Cálculo de la WACC del proyecto

Cálculo del wacc		
Estructura financiera del proyecto		
Deuda viva del proyecto	39,398	k€
Valor del patrimonio neto	24,000	k€
Ratio deuda-equity	1.64	x
Coste de capital del accionista		
Beta apalancada del comparable (Siemens Gamesa)	0.52	-
Deuda de Siemens Gamesa	1,500	m€
Market Cap	15,000	m€
Ratio deuda-equity	0.10	x
Beta desapalancada	0.48	x
Rentabilidad del bono español a 10 años	0.35%	%
Prima de riesgo del mercado alemán	4.72%	%
Prima de riesgo del mercado español sobre el alemán	1.55%	%
Beta apalancada del proyecto	1.08	-
Coste de capital del accionista	7.1%	%
Coste de capital de la deuda		
Coste de la deuda	4.00%	%
Coste de capital de la deuda después de impuestos	3.0%	%
WACC	4.6%	%

Fuente: Elaboración propia.

Aplicando todo lo anterior, se llega a una WACC del 4,6% para el proyecto. Para este coste de capital medio del proyecto, se descuentan los flujos de caja del proyecto y se alcanza una valoración total del proyecto (VAN) de 88,2 m€ o 1,1 m€ / MW de capacidad instalada.

Figura 17: Valoración final del proyecto

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2032	2036	2037
Descuento de flujos de caja libre (DCF)													
Resultado del ejercicio	k€	6,840	7,611	8,457	7,413	7,912	8,437	8,729	8,969	6,498	7,547	8,709	0
Variación del fondo de maniobra	k€	(2,321)	(160)	(177)	238	(100)	(105)	(53)	(42)	553	(46)	(50)	2,538
Flujo de caja operativo	k€	4,520	7,450	8,281	7,651	7,812	8,332	8,675	8,927	7,051	7,502	8,659	2,538
Capex	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja libre	k€	4,520	7,450	8,281	7,651	7,812	8,332	8,675	8,927	7,051	7,502	8,659	2,538
Repago de la deuda	k€	(1,663)	(1,729)	(1,798)	(1,870)	(1,945)	(2,023)	(2,104)	(2,188)	(2,275)	(2,662)	(3,114)	-
Levantamiento de capital	k€	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja después del servicio de la deuda	k€	2,857	5,721	6,482	5,781	5,867	6,309	6,572	6,739	4,775	4,840	5,546	2,538
VAN (k€)		88,184.0											
VAN / MW (k€ / MW)		1,102.3											
Coste de capital / WACC (%)		4.6%											

Fuente: Elaboración propia.

4 Análisis de los resultados

Los resultados finales del proyecto han de ser cuestionados y se deben sensibilizar las principales variables de impacto para estudiar la validez de estos.

Más tarde, se ha llevado a cabo un análisis de las principales transacciones ocurridas en el territorio español en los últimos 5 años desde 2020 para comparar los resultados de este estudio con los múltiplos pagados en transacciones comparables.

4.1 Resultados del modelo

Como se ha señalado anteriormente, el descuento de flujos de caja del proyecto propuesto apunta a una valoración de unos 1,1 m€ por cada MW de capacidad instalada del proyecto.

La principal desventaja de este método de valoración es que está sujeto a multitud de variables de entrada que podrían cambiar en el futuro como los gastos operativos, curva de precios, estructura financiera, inflación...

Así, se ha tomado las dos principales variables que podrían tener impacto en los retornos - y por tanto en la valoración del proyecto - que son la inflación de precios en la energía a largo plazo y el coste de capital del proyecto o wacc.

Se recuerda que una mayor inflación merma los beneficios en tanto que los gastos operativos son menores, pero que al aumentar la inflación también aumentan los ingresos por venta de energía al pool. Como la subida de precios en los gastos no repercute en los beneficios totales durante los años protegidos por la retribución a la inversión, solo sirven

como *upside* para los ingresos obtenidos en esos y los siguientes años por la venta de energía al pool. Por otro lado, si se recuerda la fórmula del VAN del proyecto,

$$VAN = \sum_{i=t}^{n=T} \frac{FCF_i}{(1 + WACC)^t}$$

A menor WACC, mayor será el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto.

Así, la valoración del proyecto por cada MW de capacidad instalada (en k€ / MW) para este proyecto quedaría de la siguiente manera al sensibilizar las variables anteriormente mencionadas:

Tabla 2: Sensibilización de los principales inputs

		Inflación				
		1.0%	1.5%	2.0%	2.5%	3.0%
WACC	3.5%	1,142	1,170	1,199	1,230	1,261
	4.0%	1,098	1,125	1,152	1,180	1,210
	4.5%	1,057	1,082	1,107	1,134	1,161
	5.0%	1,018	1,041	1,065	1,090	1,116
	5.5%	981	1,003	1,025	1,049	1,073

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la figura superior, al variar el WACC aproximadamente 1% inferior y superiormente, el precio por MW instalado varía aproximadamente ± 100 k€. En la misma línea, al disminuir o aumentar la inflación un 1%, el precio por MW varía entorno a ± 50 k€.

De esta manera, se podría decir que el proyecto por MW instalado puede estar en el rango de 1-1,3 m€ por MW.

4.2 Comparativa con transacciones precedentes

Una vez se han obtenido los resultados del proyecto, para comprobar la validez de los mismo se ha llevado a cabo un detallado análisis sobre las transacciones en el sector de generación eólica en España en el período 2015-2020.

Para llevar a cabo esta tarea, se ha elaborado una búsqueda exhaustiva en los principales periódicos de España y se ha visitado las plataformas financieras MergerMarket y Eikon Reuters.

En síntesis, las transacciones encontradas y los respectivos múltiplos de compraventa medidos en EV / MW se recogen en la siguiente tabla. Nótese que para hallar el Enterprise Value (EV) de una compañía, se suma el 100% implícito de la transacción y la deuda financiera neta de la compañía vendida.

Tabla 3: Transacciones precedentes en el sector eólico español

Transacciones Comparables						
Fecha	Comprador	Target	Vendedor	EV (m€)	Capacidad Instalada (MW)	EV / MW (m€/MW)
dic-20	China Three Gorges (CTG)	Parques eólicos WindRose y Céfiro	Corporación Masaveu	481	405	1.19
dic-20	Orix	Elawan	Acek Holding	1,400	1,175	1.19
ago-20	Finerge	EDPR	EDP	507	242	2.10
ago-20	Ventient Energy	Iberwind	Cheung Kong Holdings (CKI)	986	726	1.36
jul-20	EDP	Activos Eólicos Viesgo	Macquarie	511	465	1.10
jul-20	Repsol	Parque Eólico	Forestalia	900	860	1.05
abr-20	Acciona y Axa	Acciona Energía Internacional (AEI)	KKR	2,600	2,300	1.13
ene-20	Helia Renovables	Eólico Olivillo	Sun Capital	n.a.	73	n.a.
ene-20	Helia Renovables	Sistemas Energéticos Sierra del Andévalo	Sun Capital	n.a.	5	n.a.
oct-19	Iberdrola	3 Parques Eólicos	Siemens Gamesa	n.a.	118	n.a.
oct-19	Eolia	Parque Eólico en Galicia	Fergo Galicia Vento	54	48	1.13
ago-19	Plenium Partners	2 Parques Eólicos	Audax	98	58	1.69
jun-19	Alerion	Comioica	n.a.	41	36	1.14
may-19	Ardian	Renovalia Reserve	Cerberus	550	400	1.38
may-19	n.a.	Tecnohuertas	AboWind	n.a.	89	n.a.
abr-19	n.a.	Parques Eólicos	EDP	1,600	1,000	1.60
feb-19	Bankinter y Plenium Partners	Dos parques eólicos	Uriel Inversiones	96	78	1.23
feb-19	Total Eren	NovEnergía	NovEnergía	1,000	657	1.52
ene-19	Helia Renovables	2 Parques Eólicos en Sevilla y Murcia	Fondo de Infraestructura Holandés	80	80	1.00
nov-18	Alberta Investment Management	Eolia Renovables	Oaktree	1,400	669	2.09
sep-18	Quercus	Dos parques eólicos	Grupo Enhol	60	48	1.25
sep-18	Helia Renovables	Promociones Eólicas del Altiplano SA	Aldesa	n.a.	50	n.a.
jul-18	Helia Renovables	Elecdey	elecnor	345	272	1.27
jul-18	Mutua Madrileña y Ardian	Parc Eolic Veciana Cabaro (PEVC)	Exus Partners	42	29	1.45
feb-18	Enerl Green Power	Parques Eólicos Gestinver	Elawan Energy y Genera Avante	178	132	1.35
ene-17	River Plate Investment y JP Capital Markets	Sierra de Aguas y Sierra de Banos	Sierra de Aguas y Sierra de Banos	30	28	1.07
jun-16	Fenie Energia	Eolica Sorihuela SA	Helium Energy	16	12	1.33
may-16	Audax	Fersa	Excelsior	242	185	1.31
abr-16	Vortex	Portfolio de activos eólicos	EDP	1,154	664	1.74
feb-16	Corporación Masaveu	BoraWind	Bridgepoint	400	330	1.21
feb-16	Cerberus	4 Parques Eólicos	Exus Partners	175	105	1.67
oct-15	Cheung Kong Holdings (CKI)	Iberwind	Magnum Capital	992	726	1.37
oct-15	Cerberus y Exus Partners	Parque Eñolico Pujalt; Parque Eólico Turo del Magre	Civis Corporation	98	70	1.40
oct-15	Oaktree	Eolia Renovables	Eolia Renovables	1,000	584	1.71
Media						1.38
Mediana						1.33

Fuente: Elaboración propia.

En síntesis, las transacciones del sector eólico de los últimos años han sido pagadas a un múltiplo de alrededor de 1,3 m€ / MW, que se encuentra en el rango superior que el presente estudio predice para un proyecto de generación de energía eólica.

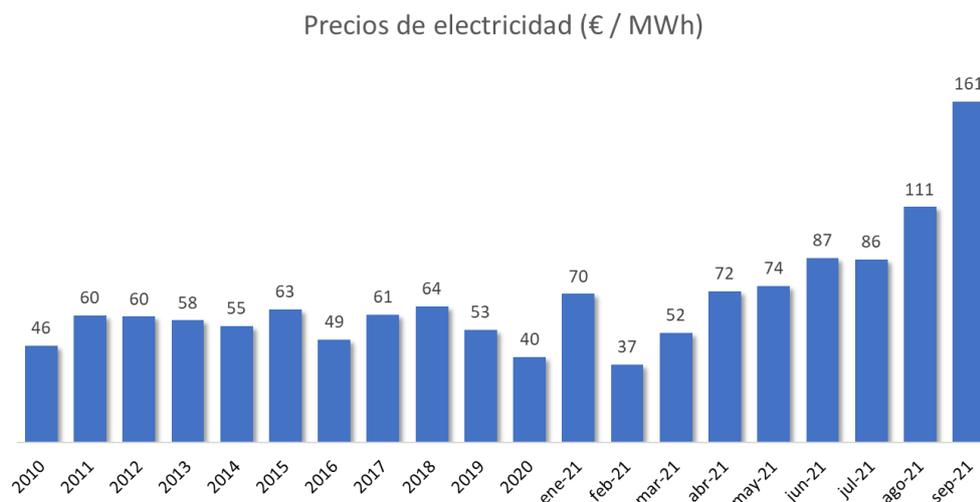
5 Conclusiones

Los resultados del modelo financiero propuesto están en general en línea con los múltiplos pagados en el pasado por transacciones parecidas.

Los motivos por los que el múltiplo predicho por el modelo del estudio resulta ligeramente inferior a los que se han dado en el pasado podrían ser los siguientes:

- Motivos respecto del modelo
 - Las principales variables de entrada del se toman siempre desde un enfoque conservador:
 - Precio de venta de electricidad: los precios de venta de electricidad se sitúan entorno a los 50-70 € / MWh en los años posteriores a 2020. Esta situación claramente discrepa de la situación actual del mercado Español en la que los precios de venta de electricidad de sitúan por encima de los 150 € / MWh

Figura 18: Evolución histórica de los precios de la electricidad



Fuente: Statista, 2021.

- Capex inicial: en el modelo se parte de unos costes de inversión de unos 1.000.000 € por MW en línea con el informe de Brindley (2020). Sin embargo, en caso de que el proyecto alcanzara una cierta escala, estos costes se podrían disminuir y consecuentemente hacer menor los costes iniciales del proyecto, aumentando la valoración del mismo
- Costes de O&M: en la misma línea que el Capex, los costes que cobran los operadores de operación y mantenimiento suelen estar ligados tanto a la producción como al tamaño de la planta eólica. A mayor tamaño del proyecto, el contratista estará de acuerdo con disminuir los costes por MW del proyecto. Además, esto genera un incentivo a los operadores para reducir las ineficiencias del proyecto, en tanto que pueden aumentar sus ingresos si maximizan la producción media anual
- Producción media anual: en el modelo se parte de la hipótesis de que la planta produce la media de las plantas eólicas en España. Por el contrario, existen ciertas áreas en el país en las que las condiciones de operación son más favorables y que pueden suponer ingresos extra al proyecto por el mero hecho de que las condiciones climáticas sean más favorables. Visto de otra manera, un aumento del 10% en la producción anual se transforma casi íntegramente en caja generada por el

- proyecto (antes de impuestos) en tanto que esa mayor producción no conlleva unos gastos variables significativos
- Inflación: la inflación se estima entorno al 2% de acuerdo con la media histórica del continente y el objetivo del Banco Central Europeo. No obstante, las recientes políticas expansivas de la autoridad monetaria pueden desembocar en una mayor tasa de inflación en las próximas décadas
 - Respecto a las condiciones de financiación:
 - Grado de apalancamiento: el nivel de apalancamiento del proyecto se sitúa en el 70%, en línea con los estudios de Esty (2004b). Sin embargo, se podría negociar mejores condiciones de financiación y elevar este nivel hasta el 80%, aumentando el retorno esperado de los accionistas al tener que poner una menor cantidad inicial de inversión. Es importante resaltar respecto de este apunte que, tal y como se ha comentado en secciones anteriores, un aumento en el nivel de apalancamiento también trae consigo una consecuente subida en el coste de la deuda.
 - Coste de la deuda: en un entorno de políticas expansivas como la actual en Europa, un coste de financiación al 4% no es excesivamente bajo. No obstante, se parte de este umbral como medida conservadora. Como es de esperar, al reducir el coste de la deuda, el valor del proyecto crecería por dos motivos: disminución en costes de financiación en la cuenta de pérdidas y ganancias, y la reducción del coste de oportunidad de la compañía (WACC), aumentando el valor neto presente del proyecto
 - Motivos respecto del análisis de transacciones precedentes
 - Situación del mercado: el análisis de transacciones precedentes resume el historial de compras y ventas de proyectos eólicos de los últimos 5 años. En particular, las fuertes tendencias hacia compañías que cumplen prácticas ESG (Environmental, Social & Governance) ha llevado a los inversores a canalizar sus inversiones hacia este tipo de proyectos. Tanto es así, que algunos como apuntan a una fiebre de renovables como Ferrando (2021) o

Patiño (2021) y esto puede conllevar a una posible sobrevaloración por parte del mercado de los proyectos de energías renovables

- Premium por visibilidad de flujos de caja: la reciente volatilidad de los mercados financieros puede haber llevado a los inversores a canalizar masivamente grandes flujos de capital hacia este tipo de proyectos, alzando el valor fundamental de este tipo de proyectos
- Economías de escala: el proyecto modelado en el presente estudio es de unos 80 MW. El historial de transacciones mostrado en la tabla 3 muestra transacciones de un tamaño bastante considerable en relación con el de este trabajo. Por lo tanto, estos proyectos han podido gozar de economías de escala a la hora de proyectar los gastos de explotación y consecuentemente elevando la valoración total del proyecto

En conclusión, en el futuro se podría continuar este trabajo al considerar más variables a sensibilizar o analizar en más profundidad la calidad de las variables de entrada del modelo. Mientras tanto, los resultados preliminares del presente estudio apuntan a que los proyectos de energía eólica apoyados en Project Finance y que gozan de la retribución específica a proyectos de este calibre se haya en el rango de 1 – 1,3 m€ / MW.

Futuros estudios pueden complementar este trabajo mediante el análisis del nuevo horizonte de precios de energía eléctrica en vista de que estos han crecido en mas de un 100% respecto a los niveles del año anterior. Por ahora lo único que se puede asegurar a la luz de este trabajo es que los inversores que compraron plantas de este tipo conseguir batir la rentabilidad razonable del 7% que a día de hoy tienen las instalaciones que cuentan con la retribución estipulada por el gobierno.

6 Bibliografía

- (AEE), A. E. (08 de 08 de 2020). *Principales cifras del sector eólico en España*. Obtenido de aeeolica.org: <https://www.aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>
- Aroca, V., Ángel, J., Morote, N., M^a, A., Vila, R., & De Asís, F. (2016). Evolucion de la normativa española respecto a la europea en relacion a las energías renovables. *XX Congreso Internacional de Dirección e Ingeniería de Proyectos*, (págs. 1970-1882). Cartagena.
- Borgonovo, E., Gatti, S., & Pecatti, L. (2010). What drives value creation in investment projects? An application of sensitivity analysis to project finance transactions. *European Journal of Operational Research*, 227-236.
- Brindley, G. (2020). *Financing and investment trends: The European wind industry in 2019*. WindEurope.
- Corielli, F., Gatti, S., & Steffanoni, A. (2010). Risk Shifting through Nonfinancial Contracts: Effects on Loan Spreads and Capital Structure of Project Finance Deals. *Journal of Money, Credit and Banking*, 42, 1295-1320.
- Energía y Sociedad. (19 de 04 de 2021). <http://www.energiaysociedad.es/>. Obtenido de <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-5-regulacion-espanola-de-las-energias-renovables/>
- Esty, B. (2003). The Economic Motivations for Using Project Finance. *Harvard Business School publishing*.
- Esty, B. (2004b). Why study large projects? An introduction to research on project finance. *European Financial Management*, 213-224.
- Gatti, S. (2007). *Project Finance in Theory and Practice*. ISBN-13: 978-0-12-373699-4: Elsevier.
- González Franco, R. (2018). *El régimen retributivo de las energías renovables en España: Consecuencias de la modificación de su régimen jurídico-económico*. Madrid: Universidad Pontificia de Comillas.
- Hayes, A. (20 de Agosto de 2021). *Investopedia*. Obtenido de <https://www.investopedia.com/terms/p/projectfinance.asp>

- Henderson, M. (2016). *Financing Renewable Energy: The principles of Project Finance*. Nueva York: R. Morrison.
- J A Garrigues, S.L.P. (2014). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Madrid: Garrigues. Recuperado el 27 de 04 de 2021, de https://www.garrigues.com/sites/default/files/docs/Novedades-Energia-1-2014_2.pdf
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (2010). *La Energía en España 2010*. Madrid: CENTRO DE PUBLICACIONES. Recuperado el 26 de 03 de 2021, de https://energia.gob.es/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_Espana_2010_2ed.pdf
- Nevitt, P., & Fabozzi, F. (1995). *Project Financing*. UK: Euromoney Publications.
- Organization for Economic Co-operation and Development. (2013). *Arrangement on Officially Supported Export Credits v. TAD/PG 2013*. Paris.
- Pinto, J. M. (2017). What is project finance? *Investment Management and Financial Innovations*, 14(1).
- Rojas, A., & Tubío, B. (2015). *La retribución de las energías renovables: retos e incertidumbres*. Cuadernos de Información económica.
- Solsona, A. (2017). *Análisis de la viabilidad económica de un parque eólico a través de un Project Finance*. Madrid: ICADE Business School.
- Standard & Poor's. (2007). *Updated Project Finance Summary Debt Rating Criteria*. New York.
- Steffen, B. (2018). The importance of project finance for renewable energy projects. *Energy Economics*.
- Turc, X. (2020). *Operations and maintenance costs for offshore wind farm. Analysis and strategies to reduce O&M costs*. Barcelona: Universitat politècnica de catalunya.
- Valpy, B., & English, P. (2014). *Future renewable energy costs: onshore wind*. KIC InnoEnergy.
- Verdú Aroca, J. Á., Nieto Morote, A. M., & Ruz Vila, F. d. (2016). Evolución de la normativa española respecto a la Europea en relación a las energías renovables. *20th*

International Congress on Project Management and Engineering (págs. 1870-1882).
Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena.

Yescombe, E. (2014). Why to use Project Finance. En Y. Consulting, *Principles of Project Finance* (págs. 20-21). Waltham: Elsevier.