



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO

Autor: Germán Marín Marínez

Director: Rafael Bellido Miranda

Madrid

Julio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1°. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. GERMAN MARTIN MARTINEZ

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2°. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3°. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4°. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- Madrid, a 15 de Julio de 2019.



Fdo. GERMAN MARTIN MARTINEZ

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
..ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN..
..PROYECTO FOTOVOLTAICO..
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico ..2º M.II..... es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Germán Martín Martínez

Fecha: 15, 07, 2019

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Rafael Bellido Miranda.

Fecha: 15, 07, 2019



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO

Autor: Germán Marín Marínez

Director: Rafael Bellido Miranda

Madrid

Julio de 2019

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO

Autor: Martín Martínez, Germán

Director: Bellido Miranda, Rafael

Entidad Colaboradora: Iberdrola, S. A.

RESUMEN DEL PROYECTO

1. Introducción

Este trabajo se centra en analizar la viabilidad de un proyecto fotovoltaico de 100 MW en España. Desde esta perspectiva, abarca todos los aspectos del proceso general de desarrollo del proyecto, incluida la ubicación, marco regulatorio, arreglos contractuales y financiación. Con todo esto se efectuará un análisis de sensibilidad estableciendo una serie de casos en función de la localización, métodos de financiación y evolución del precio del mercado eléctrico en España.

a. ¿Por qué estudiar la energía fotovoltaica?

La energía fotovoltaica es la energía de los próximos treinta años. Con la evolución del sistema eléctrico hacia una generación mayoritariamente limpia, las energías renovables esperan vivir un crecimiento exponencial en los próximos años. Dentro de este abanico de tecnologías limpias de generación, las que lideraran el mercado se espera que sean la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. La primera, lleva cierta ventaja tecnológica hasta ahora lo que ha permitido alcanzar una estabilidad y un punto de madurez que ralentizará su crecimiento para los próximos años. La segunda, al contrario, lleva únicamente unos cinco años desde su momento de explosión. Gracias a una caída en los costes de la tecnología hasta un punto en el que se puede llegar a rentabilizar la inversión en plantas de este tipo vendiendo energía sin subvención de ningún tipo. Además, la progresión tanto de costes como de capacidad instalada se espera que continúe su evolución (inversamente proporcional la una a la otra) llegando según NEO (Bloomberg, 2018) a ser la principal tecnología a nivel de capacidad instalada y la segunda en cuanto a potencia generada para 2050.

En este marco, las empresas energéticas de gran tamaño se plantean la construcción de parques fotovoltaicos a lo largo todo el mundo. Con la alta penetración de las tecnologías limpias y la bajada de los costes de estas, los gobiernos a nivel global han reducido o incluso eliminado las subvenciones a estas tecnologías. Los análisis de viabilidad tienen ahora no solo la incertidumbre de los costes, sino también de los ingresos, lo que los hace más interesantes.

2. Elementos a tener en cuenta.

a. Análisis de costes

Para la estructura de costes, se usan los valores para un proyecto en España con sistema mono-eje con giro en el eje vertical.

CAPEX: Se toman los valores de tres fuentes diferentes para poder evaluar la respuesta del modelo a los diferentes análisis de perspectivas que se ofrecían:

	PV Status Report 2017 (European comission, 2017)	NEO (2018)	(Bloomberg, IRENA, 2017)
Módulos	0.3€/W	0.261€/W	0.406€/W
EPC	0.22€/W	0.205€/W	0.174€/W
Inversor	0.05€/W	0.05€/W	0.087€/W
BoP	0.18€/W	0.1563€/W	0.16€/W
Otros	0.1€/W	0.102€/W	0.04€/W
TOTAL	0.85€/W	0.7743€/W	0.8670 €/W

OPEX: Los costes de operación y mantenimiento (O&M) para proyectos de energía solar fotovoltaica son significativamente más bajos que para otras energías renovables y tecnologías convencionales debido a la simpleza del sistema y al mantenimiento relativamente menor que se requiere. Se toman datos de las tres mismas fuentes usadas para el CAPEX:

	Comisión EU (2017) (European comission, 2017)	NEO (2018)	(Bloomberg, IRENA, 2017)
TOTAL	0.01€/W	0.008€/W	0.014€/W

b. Localización

Seleccionar una ubicación adecuada es un componente crucial para desarrollar un proyecto solar fotovoltaico viable. No hay reglas claras para la selección de la ubicación. Los proyectos viables se han desarrollado en lugares que inicialmente pueden parecer improbables, como las laderas escarpadas de las montañas, dentro de parques eólicos y en ubicaciones de eliminación de desechos. En general, el proceso de selección de la ubicación debe considerar las restricciones y el impacto que tendrá la ubicación en el coste de la electricidad generada. Las principales limitaciones que deben evaluarse incluyen:

- Recurso solar
- Área disponible
- Clima local
- Topografía.
- Uso del suelo.
- Regulaciones locales / política de uso de la tierra o zonificación.
- Designaciones ambientales
- Condiciones geotécnicas.
- Riesgos geopolíticos.
- Accesibilidad.
- Conexión a la red.
- Disponibilidad de agua.
- Incentivos financieros.

Finalmente, se establecen las localizaciones en Salamanca, Ciudad Real y Badajoz

c. Método de financiación

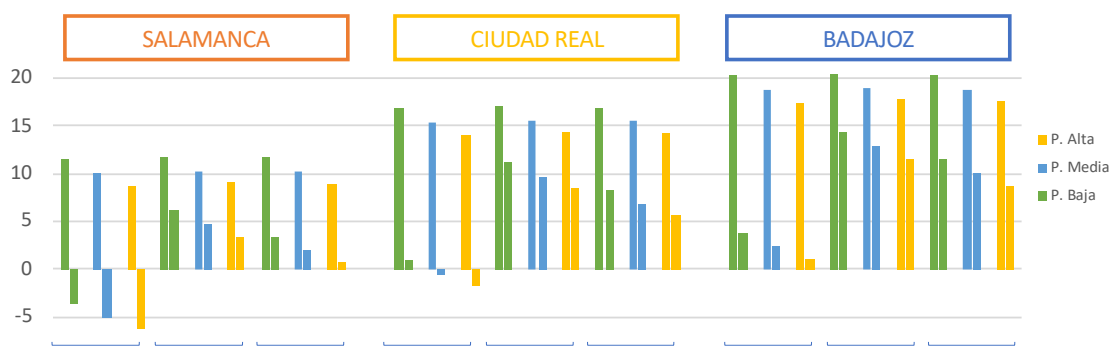
Se puede usar una variedad de estructuras de financiación para el desarrollo de energía solar fotovoltaica, sin embargo, el “project finance” es el más común. La estructura apropiada estará influenciada por las necesidades comerciales y financieras de los

inversores, así como por el mercado y los incentivos disponibles para los proyectos de energía FV solar en una geografía particular.

Una de las principales formas para reducir riesgo de cara a los ingresos de un proyecto fotovoltaico son los contratos PPAs, sistema altamente implantado desde hace años en Estados Unidos y que se está empezando a implantar en España. Para mostrar la historia de las PPA en Estados Unidos se ve la primera firmada con Google en 2012. Para este análisis se emplearán dos modelos, un primer modelo PPA a precio fijo y un segundo modelo PPA con precio suelo y reducción de precio del 5% y un valor suelo.

3. Resultado del modelo

A continuación, se presentan los valores del VAN en millones de euros:



Se han obtenido los siguientes resultados:

- Badajoz es sin duda la mejor zona para la implantación de sistemas fotovoltaicos debido a la alta disponibilidad del recurso solar. En los casos estudiados el VAN siempre es positivo.
- Al nivel de costes actuales las horas de utilización en Salamanca no son suficientes para llegar a una rentabilidad razonable, a menos que se firme un contrato tipo PPA. En Ciudad Real, por el contrario, si se consigue financiación suficiente, incluso con una caída del precio de mercado, se conseguirían beneficios reflejados en la obtención de un VAN positivo.
- Hay un aumento de los beneficios a razón de la reducción de la participación del accionista, pero a cambio los costes de la deuda aumentan a medida que se reduce la participación del accionista. Un alto apalancamiento aumenta los beneficios para el accionista obtenidos del proyecto, pero conlleva un riesgo extra en caso de una bajada del precio de mercado, que no permitiría devolver la deuda. Este hecho puede hacer difícil la obtención de un crédito, especialmente a empresas de menor tamaño que en caso de pérdidas no puedan compensar este pago desde otro grupo.
- Comparando los dos contratos PPA, resulta mucho más beneficioso el PPA a valor fijo. A pesar de obtener resultados ligeramente peores en el modelo optimista, en el caso más pesimista, los resultados resultan un 20% mejores que a través de un PPA suelo, gracias a la reducción de riesgos que lleva implícito.

4. Conclusiones

A partir de estos resultados, quedaría por último cerrar las conclusiones destacando las ideas claves obtenidas a partir de la realización de este proyecto.

- La tecnología fotovoltaica en la actualidad ya es rentable. A través de sistemas de reducción de riesgos y de una buena planificación en cuanto a equipo y localización entre otros, se pueden asegurar beneficios a medio y largo plazo.
- La localización es uno de los factores clave, representado matemáticamente por las horas equivalentes. Un ligero aumento en las horas equivalentes consigue un incremento representativo en los beneficios del proyecto.
- Los contratos tipo PPA son claves para la obtención de resultados positivos a medio y largo plazo y como sistema de reducción de riesgos. Entre los tipos de contrato analizados, los contratos a tipo fijo muestran mejores resultados, especialmente en situaciones pesimistas.
- La tecnología fotovoltaica tiene largo recorrido. Esta tecnología está en sus primeros pasos y se espera que en el corto y medio plazo se produzca una gran inversión en ella. Esto generará grandes avances que se verán representados en el modelo aquí analizado en una reducción de los costes y un aumento de las horas equivalentes.

STUDY OF THE TECHNICAL AND ECONOMICAL VIABILITY OF A PHOTOVOLTAIC PROJECT

1. Introduction

This work focuses on analyzing the feasibility of a 100 MW photovoltaic project in Spain. From this perspective, it covers all aspects of the overall project development process, including location, regulatory framework, contractual arrangements and financing. With all this, a sensitivity analysis will be carried out establishing a series of cases based on the location, financing methods and evolution of the electricity market price in Spain.

a. Why study photovoltaics?

Photovoltaic energy is going to be the main energy for the next thirty years. With the evolution of the electricity system towards a clean generation, renewable energies are expected to experience an exponential growth in the coming years. Within this range of clean generation technologies, the ones that will lead the market are expected to be wind energy and photovoltaic energy. The first, has a certain technological advantage so far which has allowed to reach a stability and a point of maturity that will slow down its growth for the coming years. The second, on the contrary, has been only about five years since it started to grow exponentially. Thanks to a reduction in technology costs, it can be profitable to invest in solar plants selling energy without subsidies of any kind. In addition, the progression of both costs and installed capacity is expected to continue its evolution (inversely proportional to each other) reaching, according to NEO (Bloomberg, 2018), to be the main technology in terms of installed capacity and the second in terms of power generated for 2050.

In this framework, large energy companies are considering the construction of photovoltaic parks throughout the world. With the high penetration of clean technologies and lower costs, governments at a global level have reduced or even eliminated subsidies to these technologies. Feasibility analysis have nowadays the uncertainty of the costs and income, which makes them more interesting.

2. Elements to consider for the analysis.

a. Cost analysis

For the cost analysis, the values are taken for a project in Spain for a single-axis system with vertical axis rotation.

CAPEX: Values are taken from three different sources in order to evaluate the response of the model to the different perspective analyzes that were offered:

	PV Status Report 2017 (European comission, 2017)	NEO (Bloomberg, 2018)	IRENA (IRENA, 2017)
Modules	0.3€/W	0.261€/W	0.406€/W
EPC	0.22€/W	0.205€/W	0.174€/W
Inverter	0.05€/W	0.05€/W	0.087€/W
BoP	0.18€/W	0.1563€/W	0.16€/W
Other	0.1€/W	0.102€/W	0.04€/W
TOTAL	0.85€/W	0.7743€/W	0.8670 €/W

OPEX: Operating and maintenance (O&M) costs for solar photovoltaic projects are significantly lower than for other renewable energies and conventional technologies due to the simplicity of the system and the relatively minor maintenance required. Data are taken from the same three sources used for CAPEX:

	EU Comission (2017) (European comission, 2017)	NEO (Bloomberg, 2018)	IRENA (IRENA, 2017)
TOTAL	0.01€/W	0.008€/W	0.014€/W

b. Location

Selecting a suitable location is a crucial component to developing a viable solar photovoltaic project. There are no clear rules for the selection of the location. Viable projects have been developed in places that may initially seem unlikely, such as the steep slopes of mountains, within wind farms and in waste disposal sites. In general, the process of selecting the location should consider the restrictions and the impact that the location will have on the cost of the electricity generated. The main limitations that must be evaluated include:

- Solar resource
- Availability of the area
- Local climate
- Topography.
- Land use.
- Local regulations / land use policy
- Environmental designations
- Geotechnical conditions
- Geopolitical risks.
- Accessibility.
- Connection to the network.
- Water availability.

Finally, the locations are established in Salamanca, Ciudad Real and Badajoz

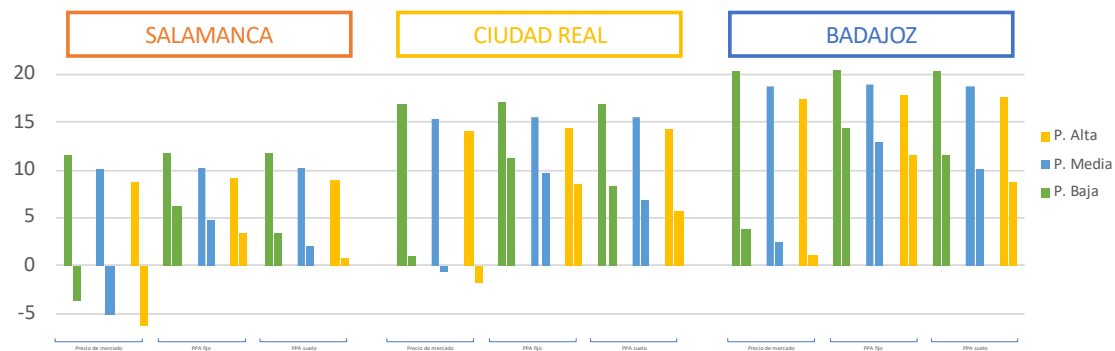
c. Financing method

A variety of financing structures can be used for the development of photovoltaic solar energy, however, "project finance" is the most common. The appropriate structure will be influenced by the commercial and financial needs of the investors, as well as the market and the incentives available for solar PV projects in a particular geography.

One of the main ways to reduce risk in the of a photovoltaic project is the use of PPAs contracts, a system that has been highly implanted in the United States for years and is beginning to be implemented in Spain. The first PPA contract ever signed was made by Google in 2012. For this analysis it will be used two PPA models, the first PPA model with a fixed price and a second model with a floor price and price reduction of 5% while being over the floor price.

3. Analysis over the solutions of the model

In the figure below, the NPV values for the model are presented (units in million euros):



The following results have been obtained:

- Badajoz is undoubtedly the best area for the implementation of photovoltaic systems due to the high availability of solar resources. In the cases studied, the NPV is always positive.
- At the current cost level, the equivalent hours in Salamanca are not sufficient to reach a reasonable profitability, unless a PPA type contract is signed. In Ciudad Real, on the other hand, with sufficient financing, even with a fall in the market price, benefits would be obtained based on obtaining a positive NPV.
- There is an increase in profits due to the reduction in shareholder participation, but in return, the costs of the debt increase as shareholder participation decreases. A high leverage increases the benefits for the shareholder obtained from the project but carries an extra risk in case of a fall in the market price, which would not allow the return of the debt. This fact can make it difficult to obtain a loan, especially to smaller companies that in case of losses cannot compensate this payment from another group.
- Comparing the two PPA contracts, the PPA at fixed value is much more beneficial. Despite obtaining slightly worse results in the optimistic model, in the most pessimistic case, the results are 20% better than through a PPA, thanks to the reduction of risks implicit.

4. Conclusions

Based on these results, it would be final to close the conclusions highlighting the key ideas obtained from the realization of this project.

- Nowadays photovoltaic technology is already profitable. Through risk reduction systems and good planning in terms of equipment and location, benefits can be guaranteed in the medium and long term.
- The location is one of the key factors, represented mathematically by the equivalent hours. A slight increase in equivalent hours achieves a representative increase in the benefits of the project.
- PPA contracts are key in obtaining positive results in the medium and long term and as a risk reduction system. Among the types of contracts analyzed, fixed-rate contracts show better results, especially in pessimistic situations.
- Photovoltaic technology has a long trajectory. This technology is in its first stages and it is expected that in the short and medium term there will be a large investment in it. This will generate great advances that will be represented in the model analyzed here in a reduction of costs and an increase in equivalent hours.

MARTÍN MARTÍNEZ, GERMÁN



VIABILIDAD TECNICO- ECONONÓMICA DE UN PROYECTO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA

Trabajo de fin de Máster

Director: Bellido Miranda, Rafael

Tutor: Gómez San Román Tomás

20/12/2018

Análisis de viabilidad de un proyecto fotovoltaico. El proyecto se ubicará en España y se analizarán diferentes escenarios en función de horas de radiación, tecnología utilizada, influencia de la financiación, análisis de riesgos. El objetivo final será obtener una conclusión sobre la viabilidad de un proyecto fotovoltaico en España en función de los escenarios obtenidos

INDICE

FIGURAS	5
TABLA	6
1. INTRODUCCIÓN	9
a. Situación actual y perspectivas	9
b. Motivación	10
c. Objetivos del proyecto	10
d. Metodología del trabajo	11
e. Recursos por emplear	12
2. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	13
a. Módulos fotovoltaicos solares	13
3. ANÁLISIS DE COSTES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA	17
a. CAPEX y OPEX de proyectos fotovoltaicos.	17
b. LCOE de proyectos fotovoltaicos.	19
4. ANALISIS DE RECURSO Y ELECCIÓN DE LA UBICACIÓN	21
a. Análisis del recurso energético	21
b. Predicción del rendimiento energético.....	21
c. Elección del terreno	23
d. Localizaciones para el análisis de sensibilidad.	26
5. MARCO REGULATORIO Y PROSPECTIVAS DEL SECTOR	29
a. Regulación del mercado fotovoltaico.	29
b. Subastas de renovables en España.	30
c. Modelos de prospectivas del sector.	33
d. Escenarios previstos del precio de cierre del pool.....	36
6. FINANCIACION DE PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	39
a. Métodos de financiación.....	39
i. Financiación corporativa.....	39
ii. Financiación por “Equity” al 100%.....	39
b. Project financing	40
c. Análisis y mitigación de riesgos.....	44
d. Power purchase agreement (PPA).	48
e. Escenarios para el análisis de sensibilidad en función del modelo de financiación.....	49
7. MODELO EMPLEADO	51
a. Modelo para el cálculo de viabilidad	51

b.	Modelo para el cálculo del PPA.....	52
8.	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	55
a.	Escenarios analizados	55
b.	Resolución de casos	59
i.	Salamanca.....	60
ii.	Ciudad Real	62
iii.	Badajoz	64
c.	Resumen de los resultados obtenidos	67
d.	Análisis de resultados	71
9.	CONCLUSIONES	75
a.	Limitaciones del modelo	75
b.	Evaluación de los resultados.....	77
c.	Mejoras del proyecto de cara a futuro	79
	Bibliografía	81
	ANEXO 1: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN SALAMANCA.....	83
	ANEXO 2: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN CIUDAD REAL.....	85
	ANEXO 3: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN BADAJOZ.....	87
	ANEXO 4: PLANOS DE RED DE TRANSPORTE.....	89
a.	Sector 07: Galicia, Portugal y Castilla y León	91
b.	Sector 12: Portugal, Extremadura.....	93
c.	Sector 13: Madrid y Castilla la Mancha.....	95
d.	Sector 17: Portugal, Extremadura, Castilla la Mancha y Andalucía	97
	ANEXO 5: TABLAS DE DATOS	99
	ANEXO 6: MODELO EMPLEADO	101
	ANEXO 7: MODELO PARA CÁLCULO DEL PPA	103
	ANEXO 8: CRONOGRAMA	105

FIGURAS

Ilustración 1- Esquema planta fotovoltaica (International Finance corporation)	13
Ilustración 2- Clasificación de células fotovoltaicas	14
Ilustración 3 – Proyección del CAPEX de plantas fotovoltaicas con paneles de eje fijo (Bloomberg, 2018)	17
Ilustración 4 - Curva de experiencia de los módulos fotovoltaicos (Bloomberg, 2018).....	18
Ilustración 5 - CAPEX por país (Bloomberg, 2018)	18
Ilustración 6 – Previsión del LCOE de proyectos fotovoltaicos (Bloomberg, 2018)	20
Ilustración 7-Mapa solar (CTE)	24
Ilustración 8-Mapas de viento y probabilidad de nieve de España (Meteosat).....	24
Ilustración 9-Espacios naturales protegidos (Mapa de Áreas protegidas. Gobierno de España)25	
Ilustración 10- Mapa de red de transporte (REE).....	26
Ilustración 11- Proyección de la capacidad instalada en el mercado Ibérico en MW. Elaboración propia con datos obtenidos de Bloomberg (2018)	34
Ilustración 12-Proyección de generación eléctrica del mercado Ibérico en GWh Elaboración propia con datos obtenidos de Bloomberg (2018)	34
Ilustración 13 - LCOE de las diferentes tecnologías y precio de casación medio anual del sistema (Bloomberg, 2018).....	35
Ilustración 14- Prospectiva del LCOE en los escenarios de alta, media y baja penetración de energías renovables Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)	36
Ilustración 15-Financiación corporativa de un proyecto (International Finance corporation) ...	39
Ilustración 16-Modelo de inversión a través del Equity de un proyecto (International Finance corporation)	40
Ilustración 17- Estructura de un "Project finance" (International Finance corporation)	42
Ilustración 18 - Imagen del modelo empleado	51
Ilustración 19 - modelo para el cálculo de precios de los contratos PPAs	52
Ilustración 20 - Esquema del sistema de PPAs.....	52
Ilustración 21 - Diagrama del cálculo del precio de las PPAs. Elaboración propia.	53
Ilustración 22 – Resumen de los cálculos de radiación en Salamanca (European communities, s.f.)	56
Ilustración 23 - Resumen de los cálculos de radiación en C. Real (European communities, s.f.)...56	
Ilustración 24 - Resumen de los cálculos de radiación en Badajoz (European communities, s.f.) .57	
Ilustración 25- Grafico resumen VAN Salamanca la variable color representa la participación .67	
Ilustración 26 - Grafico resumen VAN Ciudad Real la variable color representa la participación	68
Ilustración 27 - Grafico resumen VAN Badajoz la variable color representa la participación.....	68
Ilustración 28 - Comparación interprovincial.....	72

TABLA

Tabla 1 - Eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas	14
Tabla 2 - CAPEX break down por fuentes para análisis de sensibilidad (elaboración propia a partir de información de terceros).....	18
Tabla 3 - OPEX por fuentes para análisis de sensibilidad.....	19
Tabla 4- Parámetros tipo subasta Mayo ((MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017))	31
Tabla 5 - Potencia adjudicada mayo 2017 ((MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)	32
Tabla 6 - Parámetros retributivos tipo Julio 2017 (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)	32
Tabla 7 - Potencia adjudicada Julio 2017 (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)	32
Tabla 8- Ranking de penetración de renovables para 2050 (Bloomberg, 2018)	35
Tabla 9- Precio de casación medio estimado España (Bloomberg, 2018).....	36
Tabla 10- Escenarios de precios para análisis de sensibilidad Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)	37
Tabla 11 - Precio de casación estimado en los diferentes escenarios Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)	38
Tabla 12 - PPA en Estados Unidos (Gómez, s.f.).....	48
Tabla 13 - Esquema de tipos de PPA que ofrece (World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Norton Rose Fulbright and EY).....	48
Tabla 14 - Últimos contratos tipo PPA en España. Elaboración propia.....	49
Tabla 15 - Casos para el análisis de sensibilidad (NREL)	50
Tabla 16 – Inputs.....	51
Tabla 17 - Escenarios de CAPEX	57
Tabla 18 - Escenarios de OPEX	57
Tabla 19 - Escenarios de modelos de Financiación (International Finance corporation).....	58
Tabla 20 - Casos de análisis de viabilidad.....	58
Tabla 21 - Tabla de precio de venta de energía. Para el cálculo del PPA con suelo, se ha establecido una reducción del 5% con respecto al precio de mercado. (Bloomberg, 2018)	59
Tabla 22 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	60
Tabla 23 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	60
Tabla 24 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	60
Tabla 25 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	60
Tabla 26 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	60
Tabla 27 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	61
Tabla 28 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	61
Tabla 29 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	61
Tabla 30 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	61
Tabla 31 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	61
Tabla 32 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	62
Tabla 33 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	62
Tabla 34 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	62
Tabla 35 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	62

Tabla 36 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	62
Tabla 37 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	63
Tabla 38 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	63
Tabla 39 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	63
Tabla 40 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	63
Tabla 41 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	63
Tabla 42 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	63
Tabla 43 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	64
Tabla 44 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	64
Tabla 45 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	64
Tabla 46 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	64
Tabla 47 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	65
Tabla 48 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	65
Tabla 49 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	65
Tabla 50 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	65
Tabla 51 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	65
Tabla 52 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	65
Tabla 53 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	66
Tabla 54 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	66
Tabla 55 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista	66
Tabla 56 -Resultados del modelo para una participación media del accionista	66
Tabla 57 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista	66
Tabla 58 - Tabla resumen del VAN en Salamanca	67
Tabla 59 - Tabla resumen del VAN en Ciudad Real	67
Tabla 60 - Tabla resumen del VAN en Badajoz	68
Tabla 61 - Tabla resumen del VAN en Salamanca con cote actualizado	69
Tabla 62 - Tabla resumen del VAN en Ciudad Real con cote actualizado	69
Tabla 63 - Tabla resumen del VAN en Badajoz con cote actualizado.....	69
Tabla 64 - Análisis de breakeven para los costes actuales de mercado.....	69
Tabla 65 - Análisis de breakeven para los costes actualizados de mercado	70
Tabla 66 - Horas equivalentes.....	99
Tabla 67 - Costes	99
Tabla 68 - Financiación.....	99
Tabla 69 - Precio de venta.....	99

1. INTRODUCCIÓN

Con una capacidad instalada superior a 415 GW en todo el mundo y adiciones anuales de aproximadamente 40 GW en los últimos años, la tecnología solar fotovoltaica (PV) se ha convertido en una opción de suministro de energía cada vez más importante. Una disminución sustancial en el coste de las plantas (80% de reducción desde 2008) ha **mejorado su competitividad, reduciendo las necesidades de subsidios y permitiendo que la energía solar compita con otras opciones de generación** de energía en algunos mercados. Si bien la mayoría de los proyectos solares en operación se encuentran en economías desarrolladas, la caída en los precios junto con la poca fiabilidad de la red han impulsado un interés cada vez mayor en la tecnología fotovoltaica solar también en las economías emergentes, China lidera este crecimiento en energía renovable como resultado de las políticas para descarbonizar todos los sectores y reducir la contaminación del aire, y se convertirá en el mayor productor de energía de origen renovable, superando a la Unión Europea para 2023. Además, **las instalaciones solares se pueden construir con relativa rapidez, a menudo en 6-12 meses**, en comparación con los proyectos de energía hidráulica y de combustibles fósiles que requieren más de 4-5 años para completarse. Esto presenta un gran incentivo en mercados emergentes de rápido crecimiento con una gran demanda insatisfecha y una necesidad urgente de energía. Suponiendo que los precios de la tecnología FV continúen cayendo en relación con las fuentes de electricidad competidoras, se puede esperar que la tasa de penetración del mercado de energía solar continúe creciendo rápidamente.

a. Situación actual y perspectivas

La fotovoltaica es un mercado de rápido crecimiento (La tasa de crecimiento anual compuesta de las instalaciones fotovoltaicas ha sido del 24% entre los años 2010 y 2017).

En lo que respecta a la producción de módulos fotovoltaicos en 2017, China y Taiwán mantienen el liderazgo con una participación del 70%, seguido por el resto de Asia-Pacífico y Asia Central (ROAP / CA) con un 14.8%. Europa contribuyó con una participación del 3,1% (en comparación con el 4% en 2016) y USA y Canadá contribuyeron con el 3.7%.

Respecto a la instalación, en 2017, la contribución de Europa al total de las instalaciones fotovoltaicas acumuladas ascendió al 28% (comparado con el 33% en 2016). Inversamente, las instalaciones en China representaron el 32% (comparado con el 26% en 2016).

En lo referente a la tecnología, la tecnología fotovoltaica basada en obleas de silicio representó aproximadamente el 95% de la producción total en 2017. Por otro lado, la participación de la tecnología multicristalina es ahora alrededor del 62% de la producción total. En 2017, la cuota de mercado de todas las tecnologías de película delgada representó aproximadamente el 5% de la producción anual total. La eficiencia de las células de laboratorio récord es del 26,7% para la tecnología monocristalina y del 22,3% para la tecnología de obleas de silicio multicristalinas. La mayor eficiencia de laboratorio en tecnología de película delgada es 22.9% para CIGS y 21.0% para células solares CdTe.

En los últimos 10 años, la eficiencia promedio de los módulos de silicio comerciales basados en obleas aumentó de aproximadamente el 12% al 17%. Al mismo tiempo, la eficiencia del

módulo CdTe aumentó del 9% al 16%. En el laboratorio, los módulos de mejor rendimiento se basan en silicio monocristalino con una eficiencia del 24,4%.

Las eficiencias récord demuestran el potencial para futuros aumentos de eficiencia a nivel de producción. También en el laboratorio, las células solares de unión múltiple de alta concentración alcanzan una eficiencia de hasta el 46.0% en la actualidad. Con la tecnología concentradora, se han alcanzado eficiencias de módulo de hasta el 38.9%.

Además, en lo relativo al precio, la curva de experiencia muestra que en los últimos 37 años el precio del módulo disminuyó en un 24% con cada duplicación de la producción acumulada de módulos. Las reducciones de costos resultan de economías de escala y mejoras tecnológicas.

b. Motivación

La energía fotovoltaica es la energía de los próximos treinta años. Con la evolución del sistema eléctrico hacia una generación mayoritariamente limpia, las energías renovables esperan vivir un crecimiento exponencial en los próximos años. Dentro de este abanico de tecnologías limpias de generación, las que lideraran el mercado se espera que sean la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. La primera, lleva cierta ventaja tecnológica hasta ahora lo que ha permitido alcanzar una estabilidad y un punto de madurez que ralentizará su crecimiento para los próximos años. La segunda, al contrario, lleva únicamente unos cinco años desde su momento de explosión. Gracias a una caída en los costes de la tecnología hasta un punto en el que se puede llegar a rentabilizar la inversión en plantas de este tipo vendiendo energía sin subvención de ningún tipo. Además, la progresión tanto de costes como de capacidad instalada se espera que continúe su evolución (inversamente proporcional la una a la otra) llegando según NEO (Bloomberg, 2018) a ser la principal tecnología a nivel de capacidad instalada y la segunda en cuanto a potencia generada para 2050.

En este marco, las empresas energéticas de gran tamaño se plantean la construcción de parques fotovoltaicos a lo largo todo el mundo. Con la alta penetración de las tecnologías limpias y la bajada de los costes de estas, los gobiernos a nivel global han reducido o incluso eliminado las subvenciones a estas tecnologías. Los análisis de viabilidad tienen ahora no solo la incertidumbre de los costes, sino también de los ingresos, lo que los hace más interesantes.

c. Objetivos del proyecto

Este trabajo se centra en analizar la viabilidad de un proyecto fotovoltaico de 100 MW en España. Desde esta perspectiva, abarca todos los aspectos del proceso general de desarrollo del proyecto, incluida la ubicación, marco regulatorio, arreglos contractuales y financiación. Con todo esto se efectuará un análisis de sensibilidad estableciendo una serie de casos en función de la localización, métodos de financiación y evolución del precio del mercado eléctrico en España.

El proyecto cubre tres temas clave:

- **Aspecto técnico:** en el que se analiza la tecnología y la elección de la ubicación del proyecto.

- **Aspecto regulatorio:** En este caso se analizan tanto las perspectivas del mercado de la energía solar fotovoltaica como el análisis de la normativa actual en España para la formalización de un proyecto fotovoltaico.
- **Aspectos comerciales y de financiación:** los marcos regulatorios fotovoltaicos y los tipos específicos de incentivos/mecanismos de apoyo para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos, tales como créditos fiscales y otros apoyos financieros directos e indirectos, tienen un impacto importante en la viabilidad financiera del proyecto, como afectan al flujo de ingresos. En ausencia de mecanismos de apoyo, los Contratos de Compra de Energía (PPA)¹ que especifican los términos bajo los cuales el comprador adquiere la energía producida por la planta FV son fundamentales para obtener financiación.

Se han identificado los pasos clave para desarrollar un proyecto de energía solar fotovoltaica. El enfoque adoptado en cada proyecto depende de los parámetros específicos de la ubicación y las prioridades del desarrollador, el apetito por el riesgo, las obligaciones regulatorias y los mecanismos de apoyo financiero (es decir, tasas/subsidios o créditos fiscales) que ofrece cada Estado. Sin embargo, en todos los casos, se deben completar ciertas actividades que pueden organizarse ampliamente en las siguientes cinco etapas:

- **Lanzamiento e identificación de la ubicación.**
- **Estudio de pre-viabilidad.**
- **Estudio de viabilidad.**
- **Permisos, financiación y contratos.**
- **Ingeniería, construcción y operación comercial.**

Finalmente, los puntos clave de este proyecto son:

- **Selección de una planta estándar:** en el que se analiza la tecnología y la elección de la ubicación del proyecto.
- **Análisis de rentabilidad de proyectos:** En este caso se calcularán los flujos de carga teniendo en cuenta tanto las perspectivas de precios del mercado como los costes de la tecnología.
- **Análisis de la financiación:** Se analizan dos tipos de PPA y se evaluará como estos sistemas reducen el riesgo de un proyecto, y como afecta a la financiación y rentabilidad del proyecto para varias estructuras de capital.

d. Metodología del trabajo

Este trabajo, fue propuesto por IBERDROLA S.A. a lo largo de mi periodo de prácticas. Es por eso que, por comodidad de ambas partes, se repartió la carga del trabajo a lo largo de mi periodo de prácticas, para facilitar principalmente las reuniones. Desde el primer momento quedó claro que el proyecto trataría del análisis de viabilidad de proyectos fotovoltaico puesto que está a la orden del día (Siendo el principal foco de inversión de las empresas eléctricas junto con la movilidad eléctrica).

¹ PPA - Power Purchase Agreement

En una primera reunión se fijaron tanto el tema como la orientación y el enfoque que se le quería dar al proyecto. Y se propuso una reunión para la semana de después con el fin de – Tras hacer una investigación del estado del arte- delimitar el alcance del proyecto. En esta segunda reunión se fijaron los siguientes puntos:

- El análisis debía evaluar la viabilidad económica de un proyecto, a través de un análisis de sensibilidad.
- Se fijaría una tecnología única para el análisis.
- Se debía hacer un análisis de riesgos evaluando la importancia de las PPAs como mitigantes.
- Se separaría el proyecto en tres partes diferenciadas: Investigación, modelado, cálculo y análisis.
- Se efectuarían reuniones bisemanales para evaluar la continuidad del proyecto.

A partir de estos puntos iniciales y de los objetivos previamente fijados se estableció el cronograma Anexado al final, en el que se incluyen las siguientes tareas:

- | | |
|---|---|
| • Inicio del proyecto | • Calculo de prospectiva de precio de mercado |
| • Reuniones | • Calculo de los PPA |
| • Planificación del proyecto | • Calculo de los costes de mercado |
| • Propuesta de proyecto | • Calculo de los métodos de financiación |
| • Investigación | • Empleo del modelo |
| • Tecnologías disponibles | • Análisis de los resultados |
| • Modelos de PPAs | • Conclusiones |
| • Análisis de costes | • Redacción |
| • Opciones de financiación | • Construcción ppt |
| • Construcción del modelo | • Revisión |
| • Estudio y listado de elementos para el análisis de sensibilidad | • Fin del proyecto |
| • Calculo de horas equivalentes | |

e. Recursos por emplear

Para este trabajo se empleará mayoritariamente EXCEL a excepción del cálculo del recurso solar, para el cual se empleará un software de la Unión Europea que permite evaluar a través de un histórico, los valores de radiación de los diferentes puntos de la geografía europea. A partir de estos datos se obtuvo los datos de horas equivalentes empleados en el modelo.

En cuanto al modelo en Excel, se adjunta Anexado el modelo empleado para este trabajo en el que se consideran todos los datos importantes previamente mencionados, con el fin de obtener resultados cuantitativos para los análisis posteriores.

2. TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

En esta sección se muestra la actualidad técnica sobre las tecnologías de los módulos, los sistemas de montaje, los inversores y los métodos para cuantificar el rendimiento de la planta. Proporciona una visión general de las tecnologías actuales disponibles comercialmente utilizadas en proyectos de energía solar fotovoltaica. El objetivo es seleccionar la alternativa técnica más favorable antes de comenzar el análisis económico.

La siguiente ilustración ofrece una descripción general de una planta de energía solar fotovoltaica conectada a la red de megavatios. Los principales componentes incluyen:

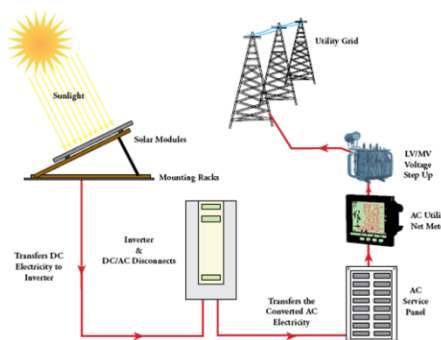


Ilustración 1- Esquema planta fotovoltaica (International Finance corporation)

- Módulos fotovoltaicos solares
- Inversores: se requieren para convertir la corriente continua a corriente alterna (CA).
- Sistemas de montaje (o seguimiento) de módulos: permiten que los módulos fotovoltaicos se fijen de forma segura al suelo
- Transformadores Step-up: la salida de los inversores generalmente requiere un aumento adicional de la tensión de generación a la tensión la red de CA
- Conexión a la red: Punto que fija la planta fotovoltaica a la red y exporta la electricidad producida.

a. Módulos fotovoltaicos solares

Convierten la radiación solar directamente en electricidad a través del efecto fotovoltaico en un proceso silencioso y limpio que no requiere partes móviles. El efecto PV² es un efecto semiconductor por el cual la radiación solar que cae sobre las células PV semiconductoras genera movimiento de electrones. La salida de una célula PV solar es electricidad DC. Una planta de energía fotovoltaica contiene muchas células conectadas entre sí en módulos y muchos módulos conectados entre sí en cadenas hasta alcanzar la potencia de salida de CC requerida. Se pueden diferenciar diferentes tipos de tecnologías en función del semiconductor empleado. Así se distinguen:

² PV - Photovoltaic

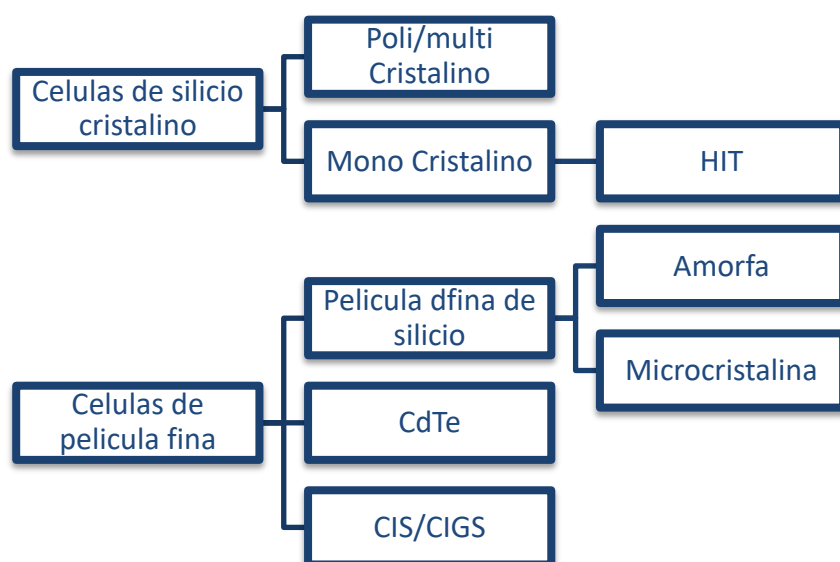


Ilustración 2- Clasificación de células fotovoltaicas³

Estas tecnologías tienen características diferentes. En este trabajo, con el fin de reducir a lo práctico, se evaluarán principalmente las eficiencias para las tecnologías más empleadas.

TECNOLOGÍA	SILICIO CRISTALIZADO	HETEROUNIONES CON PELÍCULAS FINAS INTRÍNECAS	SILICIO AMORFO	TELURO DE CADMIO	CIGS (COBRE INDIO GALIO DISELENIDO)
CATEGORÍA	c-Si	HIT	a-Si	CdTe	CIGS o CIS
EFICIENCIA	13%-21%	18%-20%	6%-9%	8%-16%	8%-14%
CO-EFICIENCIA POR TEMPERATURA	-0.45%/°C	0.29%/°C	-0.21%/°C	-0.25%/°C	-0.35%/°C

Tabla 1 - Eficiencia de las tecnologías fotovoltaicas⁴

Por otro lado, los módulos fotovoltaicos deben montarse en una estructura para mantenerlos orientados en la dirección correcta y para proporcionarles soporte estructural y protección. Las estructuras de montaje pueden ser fijas o de seguimiento. Las matrices de inclinación fija generalmente se inclinan alejándose del plano horizontal para maximizar la irradiación anual que reciben. El ángulo de inclinación óptimo depende de la latitud de la ubicación. La dirección hacia la que se orienta el sistema se conoce como su orientación o acimut. El acimut ideal para un sistema en el hemisferio norte es geográficamente el sur, y en el hemisferio sur es el norte geográfico.

Sistemas de montaje fijo

Los sistemas de montaje fijos mantienen las filas de los módulos en un ángulo de inclinación fijo mientras mantienen un ángulo de orientación fijo.

Las estructuras de montaje generalmente se fabricarán de acero o aluminio. Comprar estructuras de calidad de fabricantes acreditados es generalmente una opción de bajo coste y bajo riesgo. Algunos fabricantes proporcionan pruebas y calificación de suelos para certificar diseños para una ubicación de proyecto específica.

³ (International Finance corporation)

⁴ (International Finance corporation)

Alternativamente, las estructuras diseñadas a medida se pueden usar para resolver problemas de ingeniería específicos o para reducir costes. Si se elige esta opción, es importante considerar los riesgos adicionales y el coste para validar la integridad estructural.

Aparte de esto, los sistemas deberían estar diseñados para facilitar la instalación. En general, las eficiencias de instalación se pueden lograr mediante el uso de productos disponibles comercialmente.

Las condiciones topográficas del terreno y la información recopilada durante el estudio geotécnico influirán en la elección del tipo de cimentación. Esto, a su vez, afectará la elección del diseño del sistema de soporte, ya que algunos diseños son más adecuados para un tipo de cimentación en particular.

Los sistemas de montaje de inclinación fija son más simples, más baratos y tienen menores requisitos de mantenimiento que los sistemas de seguimiento. Son la opción preferida para los países con un mercado solar incipiente y un acceso limitado a la tecnología de rastreo.

Sistemas de seguimiento

En lugares con una alta proporción de irradiación directa, se pueden usar sistemas de seguimiento de eje único o doble para aumentar la irradiación anual total promedio. Los sistemas de seguimiento siguen al sol mientras se mueve por el cielo. Por lo general, estas son las únicas piezas móviles que se emplean en una planta de energía solar fotovoltaica.

Los seguidores de un solo eje modifican la orientación o el tiltangle únicamente, mientras que los sistemas de seguimiento de dos ejes modifican la orientación y el ángulo de inclinación. Los sistemas de seguimiento de dos ejes pueden hacer frente al sol con mayor precisión que los sistemas de un solo eje.

Dependiendo de la ubicación y las características precisas de la irradiación solar, los rastreadores pueden aumentar el rendimiento energético anual hasta en un 27% para un solo eje y 45% para los rastreadores de doble eje. El seguimiento también produce una meseta de salida de potencia más suave. Esto ayuda a satisfacer la demanda pico en las tardes, lo que es común en climas cálidos debido al uso de unidades de aire acondicionado.

Casi todas las plantas del sistema de seguimiento usan módulos de silicio cristalino (c-Si). Esto se debe a que su mayor eficiencia reduce el capital adicional y los costes operativos necesarios para el sistema de seguimiento (por kWp instalado). Sin embargo, se utilizan sistemas de seguimiento de un solo eje relativamente económicos con algunos módulos de película delgada.

Hay muchos fabricantes y productos de sistemas de seguimiento solar fotovoltaico. La mayoría caen en una de las seis clases de diseño básicas (eje dual clásico, eje doble montado en un marco, eje doble en un ensamblaje giratorio, seguimiento de eje único en un eje inclinado, seguimiento en un eje horizontal y seguimiento de un solo eje en un eje vertical). En general, cuanto más simple es la construcción, menor es el rendimiento adicional en comparación con un sistema fijo, y menor es el requisito de mantenimiento.

Los aspectos a tener en cuenta al considerar el uso de sistemas de seguimiento incluyen:

- Financiero:
 - Costes de capital adicionales para la adquisición e instalación de los sistemas de seguimiento.
 - Se requiere un área de terreno adicional para evitar el sombreado en comparación con un sistema de inclinación fija de campo libre de la misma capacidad nominal.
 - Aumento de los costes de instalación debido a la necesidad de sistemas de seguimiento grandes que pueden requerir la instalación de grúas. Mayor coste de mantenimiento para los sistemas de seguimiento debido a las partes móviles y los sistemas de actuación.
- Operacional:
 - Ángulos de seguimiento: todos los rastreadores tienen límites angulares, que varían según los diferentes tipos de productos. Dependiendo de los límites angulares, el rendimiento puede reducirse.
 - Alta capacidad eólica y modo tormenta: los sistemas de seguimiento de doble eje, en particular, deben entrar en modo tormenta cuando la velocidad del viento es superior a 16-20 m/s. Esto puede reducir el rendimiento energético y, por lo tanto, los ingresos en ubicaciones de alta velocidad del viento.
 - Relación de irradiación directa/difusa: los sistemas de seguimiento proporcionarán mayores beneficios en lugares que tienen un componente de irradiación directa más alto.

Los mayores costes financieros y operativos de las instalaciones de seguimiento, combinados con los costes reducidos de los módulos basados en silicio, han reducido el interés mostrado en los proyectos de seguimiento en los últimos años.

3. ANÁLISIS DE COSTES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

El análisis de costes es un aspecto clave para la viabilidad comercial del proyecto. La reducción de los costes de las plantas fotovoltaicas ha mejorado significativamente la competitividad de esta tecnología.

a. CAPEX y OPEX de proyectos fotovoltaicos.⁵

Los gastos de capital (CAPEX) y los costes de O&M son específicos de la ubicación y deben evaluarse como parte de los estudios de factibilidad. Inicialmente, estos costes se establecen como teóricos y solo se formalizan con la firma del contrato EPC. Es un input esencial para el modelo financiero. En este proyecto se estudiará el mercado y en función de este se definirán valores de costes del proyecto, en esta sección se proporcionan algunas estimaciones indicativas de los costes del proyecto de energía solar fotovoltaica (gastos de capital y gastos operativos, u gastos de inversión).

CAPITAL EXPENDITURE (CAPEX)

La siguiente grafica muestra la evolución del CAPEX según Bloomberg (2018)

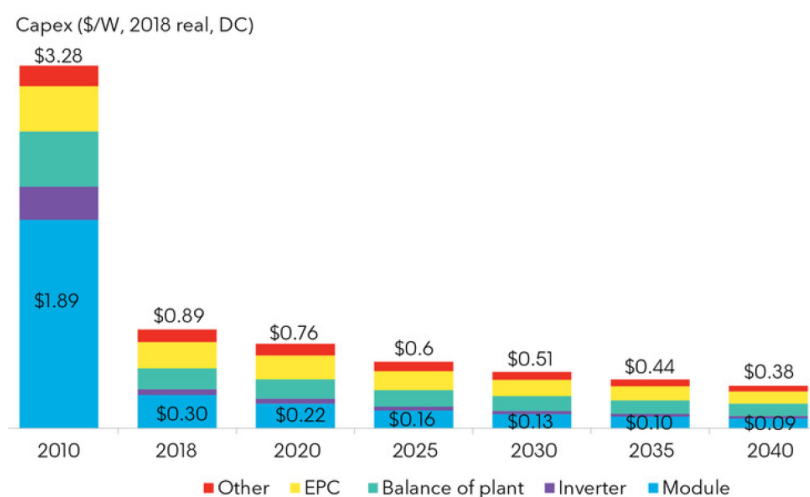


Ilustración 3 – Proyección del CAPEX de plantas fotovoltaicas con paneles de eje fijo (Bloomberg, 2018)

Como lo ilustra la figura anterior, se pueden esperar reducciones de precio en el futuro. Sin embargo, la tasa de disminución de costes es imposible de predecir con total precisión. Principalmente, por la evolución de la tecnología, en los últimos ocho años, como se ve en la gráfica, el CAPEX se ha reducido un 73%, lo que hace bastante impredecible calcular con exactitud el precio en los próximos años. Esta evolución de precios ha venido en su mayor parte por la reducción del precio de los módulos como se ve en la siguiente gráfica.

⁵ CAPEX: -anglicismo- coste de capital.

OPEX: costes de operación y mantenimiento

O&M: Operación y Mantenimiento

EPC: "Engineering, Procurement and Construction" o "llave en mano".

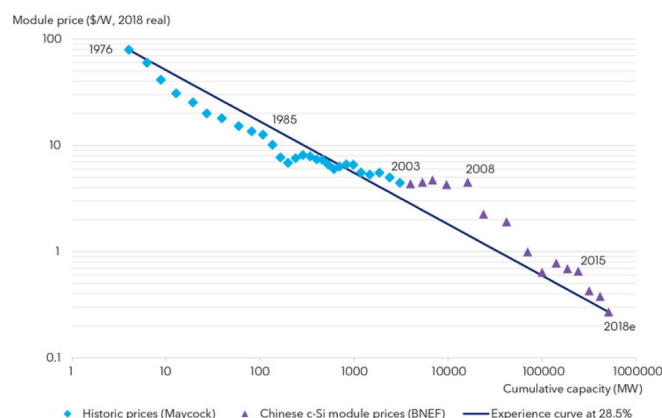


Ilustración 4 - Curva de experiencia de los módulos fotovoltaicos (Bloomberg, 2018)

Las variaciones en el CAPEX también son el resultado de diferencias en los costes laborales, impuestos locales, reglas de contenido local y el nivel de subsidio u otros incentivos preoperativos proporcionados a los desarrolladores de proyectos dentro de un contexto normativo/regulatorio específico. En países donde la tecnología fotovoltaica solar ha entrado recientemente, los precios pueden variar ampliamente como resultado del proceso inicial de desarrollo de la cadena de suministro en un mercado determinado. En la siguiente grafica se muestra el CAPEX en diferentes países.

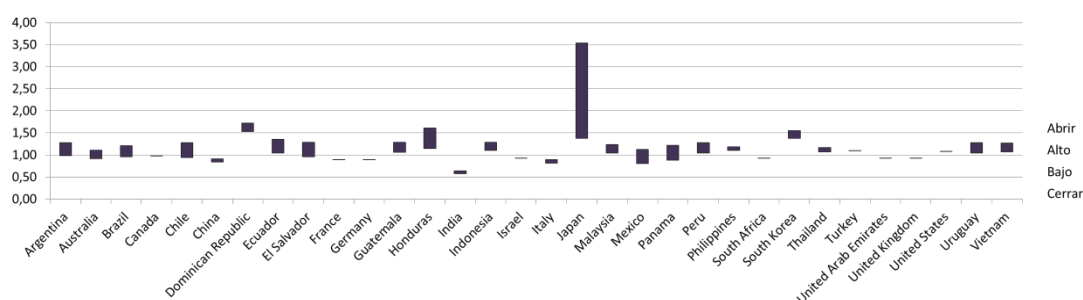


Ilustración 5 - CAPEX por país (Bloomberg, 2018)

Para la estructura de costes del CAPEX para un proyecto en España para un sistema mono-eje con giro en el eje vertical. Se establecerán tres escenarios dados por tres fuentes diferentes para evaluar posteriormente en el análisis de sensibilidad todas las posibles opciones.

	PV Status Report 2017 (European comission, 2017)	NEO (Bloomberg, 2018)	IRENA (IRENA, 2017)
Módulos	0.3€/W	0.261€/W	0.406€/W
EPC	0.22€/W	0.205€/W	0.174€/W
Inversor	0.05€/W	0.05€/W	0.087€/W
BoP	0.18€/W	0.1563€/W	0.16€/W
Otros	0.1€/W	0.102€/W	0.04€/W
TOTAL	0.85€/W	0.7743€/W	0.8670 €/W

Tabla 2 - CAPEX break down por fuentes para análisis de sensibilidad (elaboración propia a partir de información de terceros)

OPERATIONAL EXPENDITURE (OPEX)

Los costes de operación y mantenimiento (O&M) para proyectos de energía solar fotovoltaica son significativamente más bajos que para otras energías renovables y tecnologías convencionales debido a la simpleza del sistema y al mantenimiento relativamente menor que se requiere. Los costes de O&M también dependen de otros factores, incluida la ubicación del proyecto y el entorno circundante. Por ejemplo, un sitio ubicado en un entorno polvoriento es probable que sufra más suciedad y requiera una limpieza más frecuente de los módulos. Dado que los salarios son generalmente más bajos en la mayoría de los mercados emergentes, se puede esperar que los costes de O&M sean consistentes o menores a la norma europea. Sin embargo, los mercados en desarrollo en una etapa temprana pueden no poseer inicialmente la estructura de la industria/cadena de suministro y las economías de escala para explotar completamente los costes más bajos. Por ejemplo, el coste general más bajo del país puede ser compensado por la necesidad de traer expertos técnicos de otro país en caso de un problema importante si no hay expertos locales disponibles. Puede ser necesario reservar fondos para esta contingencia.

Además de la mano de obra, los gastos operativos incluyen seguros integrales, costes de administración, honorarios profesionales y alquiler de tierras. Los costes de los seguros varían considerablemente en los nuevos mercados y, en algunos casos, no estarán disponibles como un producto estándar.

La amplia variación en los costes de OPEX entre mercados refleja los diferentes niveles de penetración en el mercado, los costes impulsados por la falta de infraestructura, los costes de transporte de la ubicación, los subsidios, los costes de alquiler de tierras y los costes laborales.

En la siguiente figura se toma el OPEX de las fuentes anteriores para el análisis de sensibilidad:

	Comisión EU (2017) (European comission, 2017)	NEO (Bloomberg, 2018)	IRENA (IRENA, 2017)
TOTAL	0.01€/W	0.008€/W	0.014€/W

Tabla 3 - OPEX por fuentes para análisis de sensibilidad

b. LCOE de proyectos fotovoltaicos.

Se ha estimado que el coste estándar de una planta fotovoltaica “utility-scale”⁶ se verá reducido un 71% entre 2018 y 2050 cayendo a menos de \$25/MWh a nivel global. Con la convergencia entre el CAPEX y los costes de financiación, la penetración de esta tecnología se verá incrementada como se explicó anteriormente en este proyecto, haciendo de la solar fotovoltaica la fuente de generación principal en la mayoría de países. En la siguiente grafica se muestra la estimación de LCOE de la generación solar fotovoltaica “utility-scale”.

⁶ Utility-scale hace referencia a instalaciones fotovoltaicas de gran tamaño (normalmente más de 50 MW) y que no están asociadas a un consumidor.

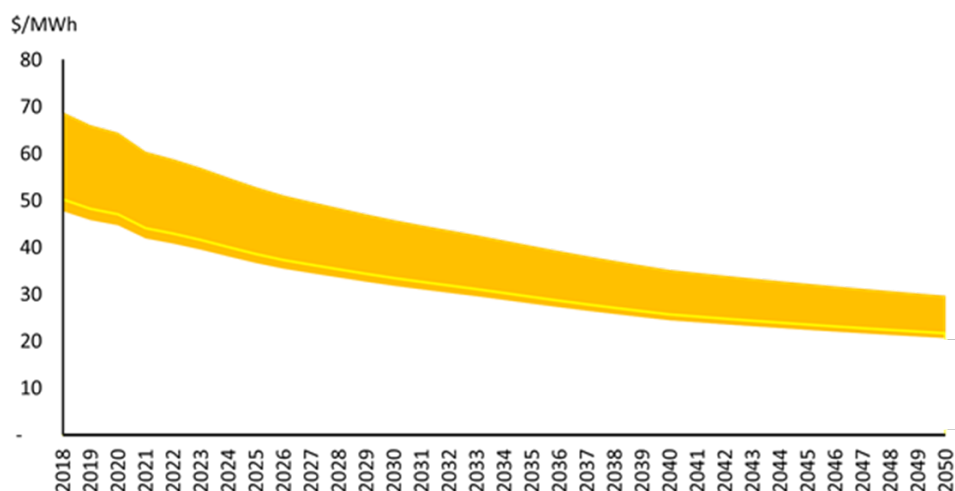


Ilustración 6 – Previsión del LCOE de proyectos fotovoltaicos (Bloomberg, 2018)

Bloomberg (2018) espera, de todas formas, que haya una moderación en la tendencia decreciente del precio de las energías renovables, en particular la solar fotovoltaica y la eólica. La incapacidad tecnológica para implementar sistemas de flexibilidad fiables y capaces de absorber la alta penetración de las renovables en el mercado eléctrico disminuirá la penetración de renovables y, por lo tanto, afectará al LCOE de la tecnología. A pesar de esto, que este cambio sea del 30%, lo cual no sería suficiente como para dejar a estas tecnologías fuera de juego de cara por competitividad. En otras palabras, este hecho no será una barrera económica al despliegue de las renovables.

4. ANALISIS DE RECURSO Y ELECCIÓN DE LA UBICACIÓN

a. Análisis del recurso energético

El recurso solar de un lugar se suele definir mediante la irradiación directa, la irradiación horizontal difusa y la irradiación horizontal global. Estos parámetros se describen a continuación:

- Irradiación normal directa (DNI⁷): El componente de energía del haz recibido en un área unitaria de la superficie directamente orientada hacia el sol en todo momento. El DNI es de particular interés para las instalaciones solares que rastrean el sol y para concentrar las tecnologías solares (las tecnologías de concentración solo pueden hacer uso del componente de haz directo de la irradiación).
- Irradiación horizontal difusa (DHI⁸): la energía que se recibe en un área unitaria de la superficie horizontal de la radiación que se dispersa fuera de la atmósfera o el área circundante se conoce como DHI.
- Irradiación horizontal global (GHI⁹): la energía solar total recibida en un área unitaria de una superficie horizontal es el GHI. Incluye la energía del sol que se recibe en un haz directo (el componente horizontal del DNI) y el DHI. La suma anual del GHI es de particular relevancia para las plantas de energía fotovoltaica, que pueden utilizar los componentes difusos y de haz de la irradiación solar.

En el hemisferio norte, una superficie inclinada en un ángulo hacia el sur recibe una irradiación global anual más alta en comparación con una superficie horizontal. Esto se debe a que una superficie inclinada hacia el sur se enfrenta más directamente al sol durante un período de tiempo más largo. En el hemisferio sur, una superficie inclinada hacia el norte recibe una irradiación global anual total más alta.

La cantidad de irradiación recibida se puede cuantificar para cualquier ángulo de inclinación mediante la irradiación global inclinada (GTI¹⁰). El ángulo de inclinación óptimo varía principalmente con la latitud y también puede depender de los patrones del clima local y las configuraciones de diseño de la planta. Parte de este cálculo tendrá en cuenta la irradiación reflejada desde el suelo hacia los módulos. Esto depende de la reflectancia del suelo.

b. Predicción del rendimiento energético

Un paso importante para evaluar la viabilidad de un proyecto y atraer financiación es calcular la energía eléctrica que se espera producir en la planta de energía fotovoltaica. La predicción del rendimiento energético proporciona la base para calcular los ingresos del proyecto. El objetivo es predecir la producción de energía anual promedio durante la vida útil de la planta de energía propuesta, generalmente de 25 a 30 años.

⁷ DNI:

⁸ DHI:

⁹ GHI:

¹⁰ GTI:

Dependiendo de las características específicas de la ubicación y del diseño de la planta, las pérdidas de rendimiento energético pueden ser causadas por cualquiera de los factores que se describen a continuación. Los informes de predicción del rendimiento energético deberían considerar e (idealmente) cuantificar cada una de estas pérdidas.

Perdidas típicas de una planta fotovoltaica:

- **Contaminación del aire:** Se reduce la radiación solar incidente en el módulo y, por lo tanto, reduce la potencia de salida. Esto es más significativo en ubicaciones urbanas y periurbanas, particularmente en naciones industrializadas más recientemente.
- **Suciedad:** Las pérdidas debidas a la suciedad (el polvo y los excrementos de las aves) dependen de las condiciones ambientales, la frecuencia de las precipitaciones y la estrategia de limpieza según se define en el contrato de O & M.
- **Sombreado:** Las pérdidas de sombreado ocurren debido a montañas o edificios en el horizonte lejano, sombreado mutuo entre filas de módulos y sombreado cercano debido a árboles, edificios, torres de alta tensión o cableado aéreo.
- **Sombreado eléctrico:** el efecto de sombreados parciales entre paneles contiguos que afecta la producción eléctrica de la planta fotovoltaica deslinealizándola.
- **Ángulo de incidencia:** la pérdida del ángulo de incidencia explica la radiación reflejada desde el vidrio frontal cuando la luz que lo golpea no es perpendicular.
- **Baja irradiación:** la eficiencia de conversión de un módulo PV generalmente se reduce a bajas intensidades de luz.
- **Temperatura del módulo:** las características de un módulo fotovoltaico se determinan en condiciones de temperatura estándar de 25 ° C.
- **Calidad del módulo:** la mayoría de los módulos fotovoltaicos no coinciden exactamente con las especificaciones nominales del fabricante. Los módulos se venden con una potencia máxima nominal y una garantía de potencia real dentro de un rango de tolerancia determinado.
- **No coinciden los módulos:** las pérdidas debidas a "desajuste" están relacionadas con el hecho de que los módulos reales en una cadena no presentan rigurosamente los mismos perfiles de corriente/tensión.
- **Degradación:** el rendimiento de un módulo PV disminuye con el tiempo.
- **Rendimiento del inversor:** los inversores convierten corriente de CC a CA con una eficiencia que varía con la carga del inversor.
- **Seguimiento de MPP:** los inversores buscan constantemente el punto de máxima potencia (MPP) de la matriz al cambiar la tensión del inversor a la tensión MPP.
- **Reducción del seguimiento:** pueden producirse pérdidas de rendimiento debido a los fuertes vientos que imponen el modo de almacenamiento de los sistemas de seguimiento, de modo que los módulos fotovoltaicos no están orientados de manera óptima.
- **Rendimiento del transformador:** las pérdidas del transformador generalmente se cuantifican en términos de pérdidas de hierro y resistivas/inductivas, que se pueden calcular en función de las pérdidas sin carga y carga completa del transformador.
- **Pérdidas del cable de C:** la resistencia eléctrica en el cable entre los módulos y los terminales de entrada del inversor da lugar a pérdidas óhmicas (I^2R). Estas pérdidas

aumentan con la temperatura. Si el cable tiene el tamaño correcto, esta pérdida debe ser inferior al 3 por ciento anual.

- **Pérdidas del cable de CA:** las pérdidas del cable de CA son las pérdidas óhmicas en el cableado de CA. Estas pérdidas suelen ser más pequeñas que las pérdidas del cable de CC y, por lo general, son más pequeñas para los sistemas que utilizan inversores centrales.
- **Servicios auxiliares:** puede requerirse alimentación para el equipo eléctrico dentro de la planta. Esto puede incluir sistemas de seguridad, motores de rastreo, equipos de monitoreo e iluminación. Las plantas con configuraciones de inversor de cadena típicamente experimentarán costes de servicios auxiliares más pequeñas que las configuraciones de inversor central.
- **Tiempo de interrupción:** el tiempo de interrupción es un período cuando la planta no genera debido a un fallo. Los tiempos de interrupción dependerán de la calidad de los componentes de la planta, el diseño, las condiciones ambientales, el tiempo de respuesta de diagnóstico y el tiempo de respuesta de la reparación.
- **Gestión de la red:** la capacidad de una planta de energía fotovoltaica para exportar energía depende de la disponibilidad de la red de distribución o transmisión.
- **Estabilidad de la red:** La pérdida de carga excesiva de tanto equipos locales de transmisión o distribución, como de líneas aéreas o transformadores de potencia, puede provocar inestabilidad de la red.

c. Elección del terreno

En general, en el proceso de selección de la ubicación se deben considerar sus limitaciones y el impacto que tendrá en el coste de la electricidad generada. Los impedimentos para desarrollar una planta de energía fotovoltaica a gran escala en una ubicación específica pueden venir por restricciones debido a un bajo recurso solar, baja capacidad de red o área insuficiente para instalar módulos. Sin embargo, un bajo recurso solar podría ser compensado por los altos incentivos financieros locales que hacen que un proyecto sea viable. Un acto de equilibrio similar se aplica a las otras restricciones. Se puede utilizar una herramienta de mapeo del Sistema de Información Geográfica (GIS) para ayudar en el proceso de selección de la ubicación mediante la evaluación de múltiples restricciones y la determinación del área total de tierra adecuada disponible para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica.

Seleccionar una ubicación adecuada es un componente crucial para desarrollar un proyecto solar fotovoltaico viable. No hay reglas claras para la selección de la ubicación. Los proyectos viables se han desarrollado en lugares que inicialmente pueden parecer improbables, como las laderas escarpadas de las montañas, dentro de parques eólicos y en ubicaciones de eliminación de desechos. En general, el proceso de selección de la ubicación debe considerar las restricciones y el impacto que tendrá la ubicación en el coste de la electricidad generada. Las principales limitaciones que deben evaluarse incluyen:

- | | |
|-------------------|-----------------------------|
| • Recurso solar | • Designaciones ambientales |
| • Área disponible | • Condiciones geotécnicas. |
| • Clima local | • Riesgos geopolíticos. |
| • Topografía. | • Accesibilidad. |
| • Uso del suelo. | • Conexión a la red. |

- Regulaciones locales / política de uso de la tierra o zonificación.
- Disponibilidad de agua.
- Incentivos financieros.

Recurso solar: Para el análisis del recurso solar se toma un mapa solar de España, país en el que se ha decidido llevar a cabo el proyecto fotovoltaico, tomado del CTE (Código Técnico de la Edificación).

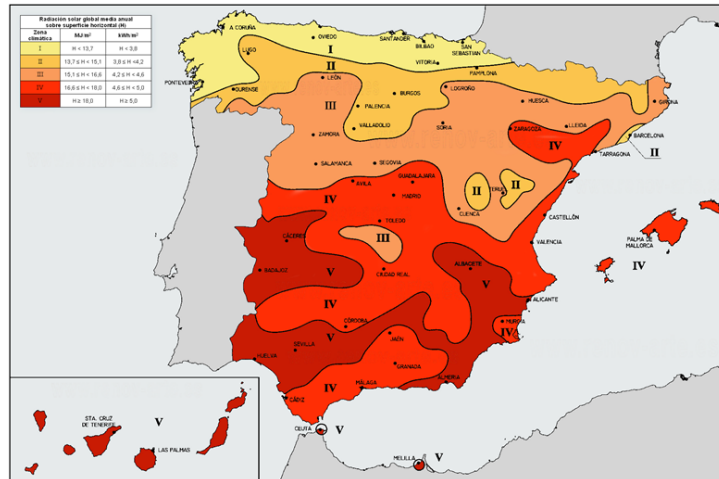


Ilustración 7-Mapa solar (CTE)

Área disponible: dependiendo de la ubicación (latitud) y el tipo de módulo fotovoltaico seleccionado (eficiencia), se estima que una planta de energía fotovoltaica bien diseñada con una potencia de 1MW requiere entre una y dos hectáreas (10,000 a 20,000 m²) de tierra. Una planta que utiliza módulos de película delgada CdTe de menor eficiencia puede requerir aproximadamente de 40 a 50 por ciento más de espacio que una planta que use módulos multicristalinos.

Clima: Además de un buen recurso solar, el clima no debería sufrir condiciones climáticas extremas que aumenten el riesgo de daño o tiempo de inactividad.

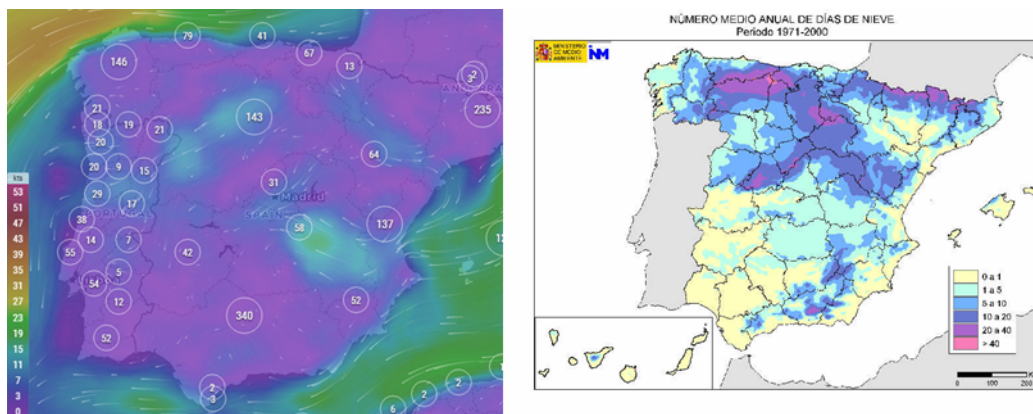


Ilustración 8-Mapas de viento y probabilidad de nieve de España (Meteosat)

Consideraciones ambientales y sociales: La mayoría de los regímenes regulatorios requieren algún tipo de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) o Evaluación de Impacto Ambiental y Social (EIAS), o un documento de alcance ambiental que evalúa cualquier problema

importante para que las autoridades pertinentes puedan tomar una decisión sobre si se requiere evaluación. Sin embargo, puede haber algunos países donde no existan tales requisitos reglamentarios. En cualquier caso, el proceso de ubicación debe considerar los siguientes criterios ambientales y sociales clave:

- Parques y reservas naturales
- Áreas de protección especial
- Lugares patrimonio de la humanidad
- Zonas de interés científico
- Áreas con riesgo de inundación
- Tierras agrícolas de alta calidad

Para certificar la legalidad de este apartado, se ha tomado el mapa de la documentación aportada por el gobierno.

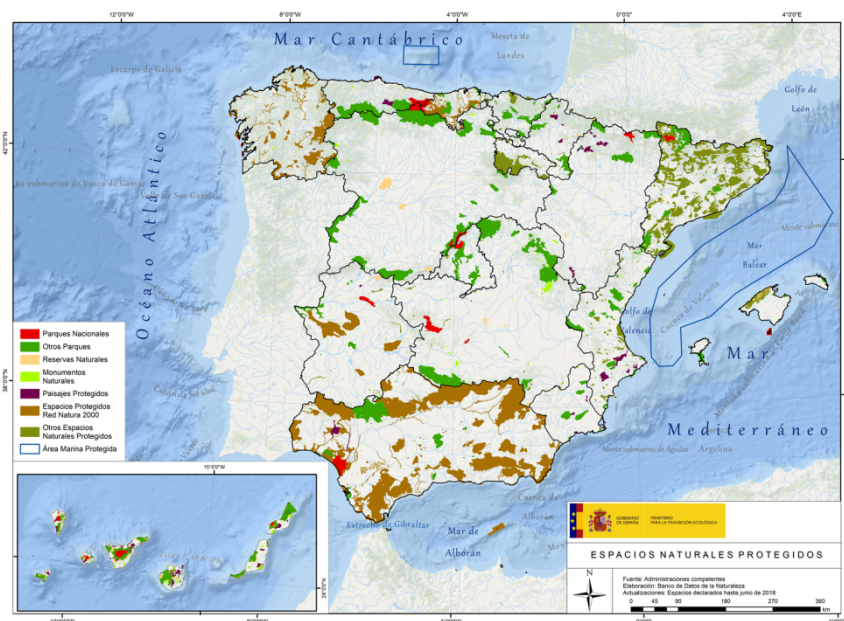


Ilustración 9-Espacios naturales protegidos (Mapa de Áreas protegidas. Gobierno de España)

Conexión a la red: Se requiere una conexión a la red de suficiente capacidad para permitir la exportación de energía. La viabilidad de la conexión a la red dependerá de factores tales como la capacidad, la proximidad, la estabilidad de la red y la disponibilidad de la red. Estos factores deben considerarse en una etapa temprana del proceso de desarrollo del proyecto. Si se descuida el estudio de conexión a la red, los costes de conexión a la red imprevistos podrían afectar seriamente la viabilidad del proyecto. REE (Red Eléctrica Española) proporciona mapas sectorizados del sistema de transporte. En el ANEXO 4 se adjuntan los planos de red de las áreas elegidas para el análisis de sensibilidad.



Ilustración 10- Mapa de red de transporte (REE)

Acceso y construcción (ROW¹¹): La ubicación debe permitir el acceso de camiones para entregar plantas y materiales de construcción. Esto puede requerir la mejora de las carreteras existentes o la construcción de nuevas carreteras. Cuanto más cerca esté la ubicación de una carretera de acceso principal, menor será el coste de agregar esta infraestructura. Como mínimo, las vías de acceso deben construirse con un acabado de grava de superficie cerrada o similar. La entrada a la ubicación también puede necesitar ser construida, ampliada o mejorada. También se debe considerar cuidadosamente el embalaje seguro de los módulos y su susceptibilidad al daño en el transporte.

d. Localizaciones para el análisis de sensibilidad.

Tras evaluar los principales factores de evaluación de la localización de plantas fotovoltaicas en España se establecen tres regiones para en análisis de sensibilidad. En primer lugar, se supone altamente mayado el sistema español, por lo que se suponen que independientemente de la zona en la que se implante la planta fotovoltaica, se obtendrá un acceso de similar coste a la red. En segundo lugar, se descartan las zonas geográficamente menos factibles, como puede ser la Cordillera Cantábrica y el Norte, por el bajo factor de utilización de los módulos. Por último, se intentarán evitar zonas de alta probabilidad de nieve, vientos fuertes o temperaturas excesivamente bajas que puedan alterar a la eficiencia global del sistema. Finalmente, se decide tomar tres zonas diferenciadas:

- Provincia de Salamanca: Localización con menor radiación solar de las tomadas, se encuentra en una zona de relativa baja probabilidad de nieves en comparación con otras áreas de similar radiación solar. Se efectúa un cálculo de eficiencia del sistema con la página web: (European comission, s.f.) obteniendo los siguientes datos anexados (ANEXO 1).
- Provincia de Ciudad Real: Tiene una radiación media, baja probabilidad de nieves y terrenos llanos donde fácilmente situar las plantas fotovoltaicas. Empleando la página web previamente empleada se obtienen los datos de radiación anexados (ANEXO 2).
- Provincia de Badajoz: Alta radiación solar. Actualmente muchas empresas buscan situar sus plantas en estas zonas, lo que puede aumentar el coste del terreno debido a la alta competitividad. Al igual que en las dos localizaciones anteriores, se anexan los

¹¹ ROW: right-of-way

resultados de radiación (ANEXO 3).

5. MARCO REGULATORIO Y PROSPECTIVAS DEL SECTOR

El estudio del marco regulatorio es primordial en el análisis de viabilidad de un proyecto de cualquier tipo. En el caso de la producción con energía fotovoltaica es particularmente importante puesto que inicialmente hubo una fuerte apuesta por parte del gobierno español a este tipo de tecnologías a través de subvenciones. Actualmente, la inversión gubernamental en este sector se ha visto reducida, a pesar de esto la tecnología solar ha continuado creciendo gracias a la maduración de la tecnología que ha permitido rentabilizar este tipo de plantas sin necesidad de ayudas especiales.

a. Regulación del mercado fotovoltaico.

La normativa vigente a día de hoy en España para la implantación de una planta solar fotovoltaica es la siguiente:

- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico: norma que establece la regulación a nivel nacional de la red eléctrica.¹²
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.¹³
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.¹⁴
- Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.¹⁵
- Ley 21/2013, de evaluación ambiental.¹⁶
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.¹⁷
- Norma UNE-EN 62446: “Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema”¹⁸. Esta norma viene asociada a la norma UNE-EN 62446.1 enfocada al mantenimiento de las centrales fotovoltaicas.

Además de esta normativa general a nivel nacional, cada región cuenta con una normativa particular relativa a diferentes aspectos regulados. Puestos en esta situación, se indicarán algunas normas particulares de los lugares previamente marcados como posibles localizaciones:

- **Salamanca:**
Estrategia de Eficiencia Energética de Castilla y León 2016/2020.
- **Ciudad Real:**

¹² (Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico., s.f.)

¹³ (Real Decreto 1955/2000, s.f.)

¹⁴ (Real Decreto 1110/2007, s.f.)

¹⁵ (Real Decreto 413/2014, s.f.)

¹⁶ (Ley 21/2013, s.f.)

¹⁷ (Real Decreto 1627/1997, s.f.)

¹⁸ Definición de la norma UNE. (UNE-EN 62446:2011, s.f.)

Decreto 34/2017, de 2 de mayo, por el que se modifica el Decreto 80/2007, de 19 de junio, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica a tramitar por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha y su régimen de revisión e inspección.

- **Badajoz:**

ORDEN de 24 de julio de 2018 por la que se aprueba la convocatoria de concesión de ayudas destinadas a instalaciones de energías renovables para los ejercicios 2018 y 2019.

Tras evaluar la normativa vigente, se plantea ver las subvenciones para promocionar la energía solar que conceden las Administraciones Públicas. Así se obtienen lo siguiente:

Subvenciones placas solares Castilla y León:

- Organismo: Consejería de Fomento y Medio Ambiente de la Junta de Castilla y León
- Actuaciones: Instalaciones de energía solar térmica, energía solar fotovoltaica, biomasa, biogás y geotermia.
- Importe: La cuantía de la subvención será 2.293.245,00 €.

Subvenciones placas solares Extremadura

- Organismo: consejería de economía e infraestructuras de la Junta de Extremadura.
- Actuaciones: instalaciones solares fotovoltaicas y mixtas eólicas fotovoltaicas.
- Importe: El cálculo de la subvención se realizará aplicando el 40% que se designa sobre el precio real subvencionable de la instalación.

Subvenciones placas solares Castilla la-Mancha

- Las grandes empresas no se pueden beneficiar de las subvenciones propuestas en Castilla-La Mancha

b. Subastas de renovables en España.

En España, además de estas subvenciones directas para la implantación de un proyecto fotovoltaico existe la posibilidad de participación en las subastas de renovables organizadas por el Ministerio de Transición Energética y Medio Ambiente que buscan promover las energías renovables. Concretamente, el BOE dice “subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables”.

El lanzamiento de la subasta comienza cuando el gobierno fija una potencia a subastar. Esta potencia no hace referencia a ninguna tecnología en particular, por lo que todas las tecnologías renovables participan en la misma subasta. Por cada megavatio que deseen ofertar, las empresas que participen en la subasta deben depositar 60.000 euros.

Esta subasta tiene ciertas particularidades, es una subasta marginalista como es habitual en este sector, pero en lugar de ser al alza es a la baja, es decir, las empresas establecen a cuanto porcentaje de la ayuda inicial fijada el Ministerio están dispuestos a renunciar por instalar su potencia.

En las últimas dos subastas, a las cuales se volverá más adelante, se acabó con precio cero, es decir, sin ningún tipo de ayuda pública. Si esto es así, entonces ¿Por qué se sigue participando en estas subastas? Es una cuestión de mitigación del riesgo. El Ministerio garantiza un precio mínimo por ser adjudicatario, es decir, un precio mínimo a cobrar por la energía producida en caso de que el precio del pool caiga drásticamente.

En caso de empate se discrimina a las tecnologías con menores horas equivalentes. En este caso las más beneficiadas serían la eólica (3.000h) y la solar (2.350h). Como medio disuasorio para las empresas que ofertan solar y que ven su oferta discriminada en caso de empate se añadió en las últimas subastas 1.000 MW extra a subastar con prioridad para las fotovoltaicas.

Los resultados de las dos últimas subastas (Mayo 2017 y Julio 2017) son interesantes de analizar (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017).

En la primera, la reducción del valor estándar de la inversión para las dos principales energías fue:

- Tecnología eólica: 63,43% (Máxima reducción permitida)
- Tecnología fotovoltaica: 51,22%
- Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica: 99,98 %

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica son:

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Código de Identificación de la Instalación Tipo	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Retribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2017-2019
Eólica.	ITR-0103	IT-04013	2017	438.840	0
		IT-04014	2018	438.840	0
		IT-04015	2019	438.840	0
Fotovoltaica.	ITR-0104	IT-04016	2017	585.360	0
		IT-04017	2018	585.360	0
		IT-04018	2019	585.360	0
Resto de tecnologías distintas de eólica y fotovoltaica.	ITR-0105	IT-04019	2017	400	0
		IT-04020	2018	400	0
		IT-04021	2019	400	0

Tabla 4- Parámetros tipo subasta Mayo (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017))

El resultado de la subasta por tecnologías quedó sobre los 2.000 MW (más 1.000 MW incorporables):

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Potencia adjudicada (kW)
Eólica.	ITR-0103	2.779.664
Fotovoltaica.	ITR-0104	1.037
Resto de tecnologías	ITR-0105	19.299

Tabla 5 - Potencia adjudicada mayo 2017 (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)

Al comparar esta subasta con la de Julio de ese mismo año se encuentra un cambio interesante. En la segunda, la reducción del valor estándar de la inversión para las dos principales energías fue:

- Tecnología eólica: 87,08 % (Máxima reducción permitida)
- Tecnología fotovoltaica: 69,88 %

Los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de producción de energía eléctrica cambiaron drásticamente:

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Código de Identificación de la Instalación Tipo	Año de Autorización de Explotación Definitiva	Valor estándar de la Inversión Inicial (€/MW)	Retrribución a la Inversión Rinv (€/MW) 2017-2019
Eólica.	ITR-0103	IT-04022	2017	155.040	0
		IT-04023	2018	155.040	0
		IT-04024	2019	155.040	0
Fotovoltaica.	ITR-0104	IT-04025	2017	361.440	0
		IT-04026	2018	361.440	0
		IT-04027	2019	361.440	0

Tabla 6 - Parámetros retributivos tipo Julio 2017 (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)

Se ve como el valor estándar de las inversiones reduce casi a la mitad con respecto a la anterior subasta debido a la bajada en precio de las tecnologías que actualmente pueden permitirse entrar en el mercado a retribución cero. Finalmente, el resultado de la subasta quedó:

Tecnología	Código de Identificación de la Instalación Tipo de Referencia	Potencia adjudicada (kW)
Eólica.	ITR-0103	1.127.818
Fotovoltaica.	ITR-0104	3.909.103

Tabla 7 - Potencia adjudicada Julio 2017 (MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España, 2017)

Como se puede ver en la anterior Tabla, las plantas fotovoltaicas adelantan en la segunda subasta a las plantas eólicas. Esto muestra los avances de esta tecnología y la mejora de competitividad para la implantación de este tipo de proyectos. Esta alta competitividad puede suponer problemas de cara a la compra o alquiler de los mejores terrenos en los que implementar los proyectos.

Frente a la subasta anterior, esta subasta, contaba con un suelo retributivo de 42€/MWh. Esto quiere decir que si la prima cero resulta la prima marginal, como ha ocurrido, se garantiza un suelo de ese precio. Este suelo no quedaba reconocido en la subasta anterior.

c. Modelos de prospectivas del sector.

Para el análisis de prospectivas se tomarán los datos del New Energy Outlook (Bloomberg, 2018). En el ANEXO 5 se incluye una tabla de los datos empleados en este análisis.

A nivel global se espera que, para 2050, el 48% de la energía se generara en plantas fotovoltaicas y eólicas. Este hecho vendrá acompañado de la reducción de la producción en centrales de energía fósil del 63% actual a un 29% en 2050. Entre estas tecnologías, el carbón se llevará la peor parte, ya que verá su producción reducida de un 38% (En países como china e India se encuentra en el 66% y 79% respectivamente) a un 11%. Por el contrario, el gas se mantiene a pesar del decrecimiento general (Se reduce su participación del 21% al 17%).

La energía solar es la que mayor crecimiento global percibe, aumentando su generación en el mix de un 2% a un 24% en 2050 con un crecimiento anual del 9,7%. Por último, las energías hidráulica y nuclear perciben variaciones moderadas creciendo y decreciendo respectivamente.

En España la implementación de las energías renovables es mucho mayor que en la visión global. La capacidad de la energía solar fotovoltaica ha crecido exponencialmente en los últimos años. Con la nueva normativa europea que limitará las emisiones, las energías tradicionales verán limitada su producción. De hecho, se espera que, en Iberia, para 2040, haya desaparecido por completo el carbón. En este marco, las energías renovables tendrán vía libre para compensar el hueco que las tecnologías fósiles dejarán acompañadas de plantas de respaldo que mantendrán la estabilidad de la red.

En la siguiente ilustración se muestra la capacidad instalada esperada de las diferentes tecnologías en Iberia. Como se puede ver, en Iberia las fuentes fósiles decrecen a mínimos y son las tecnologías renovables y las centrales de respaldo las que mantienen la capacidad del sistema. Por último, cabe destacar que se espera una entrada fuerte de baterías de gran tamaño acopladas directamente a la red en el mercado español a partir del 2030.

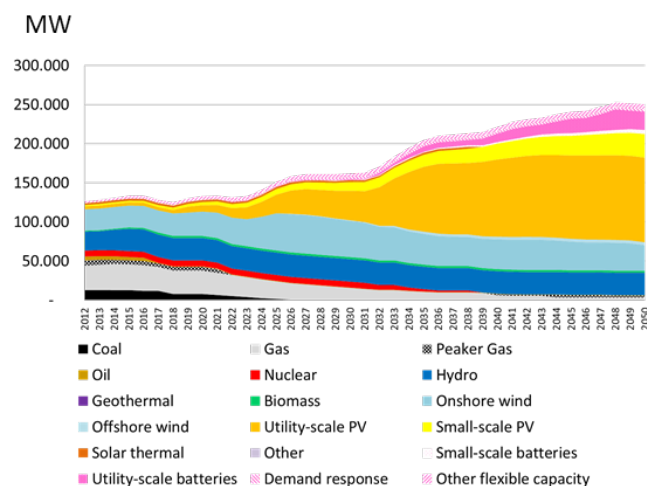


Ilustración 11- Proyección de la capacidad instalada en el mercado Ibérico en MW. Elaboración propia con datos obtenidos de Bloomberg (2018)

Otro análisis interesante está en la generación. Como se puede ver en la siguiente ilustración, el consumo de electricidad apenas va a variar entre el 2018 y el 2050 con un crecimiento moderado. En este marco, las tecnologías fósiles ven como la potencia que generan va decreciendo con su capacidad y para 2050 la producción en el mercado Ibérico es principalmente de origen renovable.

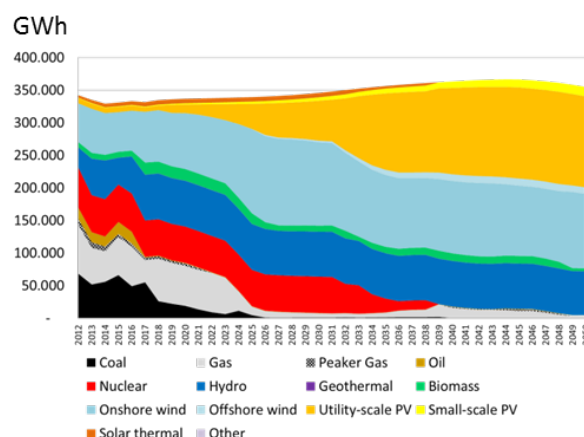


Ilustración 12-Proyección de generación eléctrica del mercado Ibérico en GWh Elaboración propia con datos obtenidos de Bloomberg (2018)

En comparación con otros países se espera que Iberia se encuentre a la cabeza en penetración de energías renovables como se muestra en la siguiente tabla:

País	Todas las renovables	País	PV y Eólica
Iberia	99%	Australia	86%
Italia	98%	UK	80%
Brasil	93%	Iberia	78%
Australia	92%	Italia	78%
Canadá	88%	Alemania	74%
Norte de Europa	87%	México	72%
Alemania	84%	Francia	72%
Francia	84%	India	66%
UK	83%	Filipinas	61%
México	81%	Japón	61%

Tabla 8- Ranking de penetración de renovables para 2050 (Bloomberg, 2018)

Como se puede ver, en Iberia la penetración de las renovables es del 99% siendo la cabeza del ranking, siendo también de los primeros países en relación con las energías eólica y fotovoltaica. La diferencia entre países como UK e Iberia está en la diversificación. Mientras que UK centra su producción renovable en plantas eólicas y fotovoltaicas, en Iberia se diversifica más contando con una gran producción hidráulica.

Para establecer la prospectiva de ingresos de los generadores renovables, y en particular de los parques fotovoltaicos, se debe estudiar el marco regulatorio español, y al funcionamiento de las subastas de fotovoltaica. Como ya se ha indicado, las centrales venden su energía en el mercado a precio marginal. En un sistema marginalista el precio horario se establece en el precio ofertado por la última central adjudicataria en la subasta diaria, que normalmente es una central de gas o carbón.

En el siguiente gráfico se representan los LCOE de las diferentes tecnologías representativas que formarían parte del pool hasta 2050 según NEO. Como se puede ver el carbón no se incluye debido al escaso tiempo de vida que le queda a esta tecnología, siendo el gas la tecnología térmica de referencia para los precios futuros.

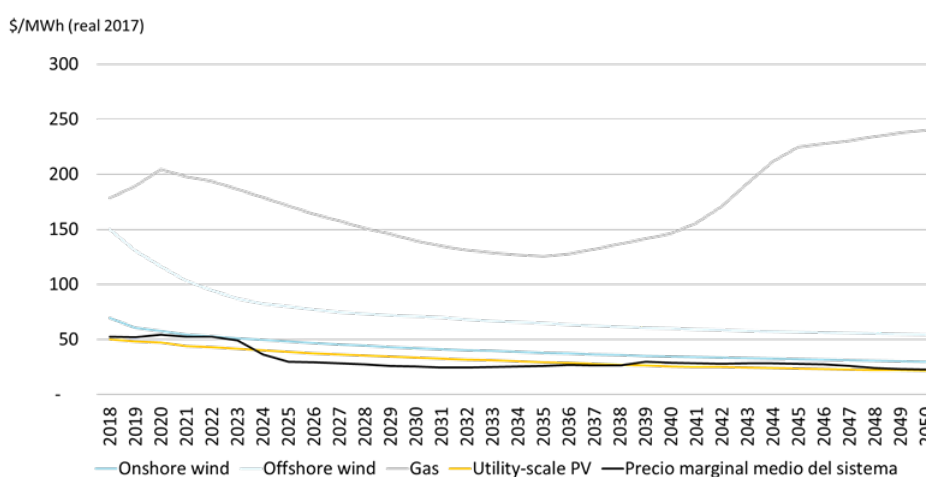


Ilustración 13 - LCOE de las diferentes tecnologías y precio de casación medio anual del sistema (Bloomberg, 2018)

A partir de este despacho de centrales se obtiene el precio anual previsto, que utilizaremos como referencia para los ingresos de un hipotético proyecto fotovoltaico que vendiese su energía en el mercado.

Año	Precio de casación	Año	Precio de casación
2017	52,24	2034	25,63
2018	52,64	2035	26,00
2019	52,15	2036	26,74
2020	54,53	2037	26,65
2021	52,60	2038	26,37
2022	52,29	2039	29,90
2023	49,00	2040	28,88
2024	36,35	2041	28,21
2025	29,83	2042	28,02
2026	29,06	2043	28,31
2027	28,27	2044	28,39
2028	27,13	2045	27,71
2029	26,13	2046	27,40
2030	25,27	2047	25,84
2031	24,45	2048	23,94
2032	24,75	2049	22,99
2033	24,95	2050	22,63

Tabla 9- Precio de casación medio estimado España (Bloomberg, 2018)

A medida que el gas reduce su participación el mix energético y las renovables aumentan su generación, el precio de la energía se reduce considerablemente. La variación del coste de generación con gas también afecta a los precios como se ve en la Ilustración 9. Es por este motivo que en 2018 el precio de la energía aumenta con respecto al año anterior y en años como 2020. A medida que la participación del gas es menor, la variabilidad del precio del gas pierde fuerza en la implicación sobre el precio de casación.

d. Escenarios previstos del precio de cierre del pool.

Para la elección de casos de precios se establecerán tres escenarios. Uno con alta penetración de las energías renovables, uno de baja penetración de estas, y otro medio, todos obtenidos del informe NEO (Bloomberg, 2018). En la siguiente Ilustración se muestran las diferencias en el LCOE de estas tecnologías.

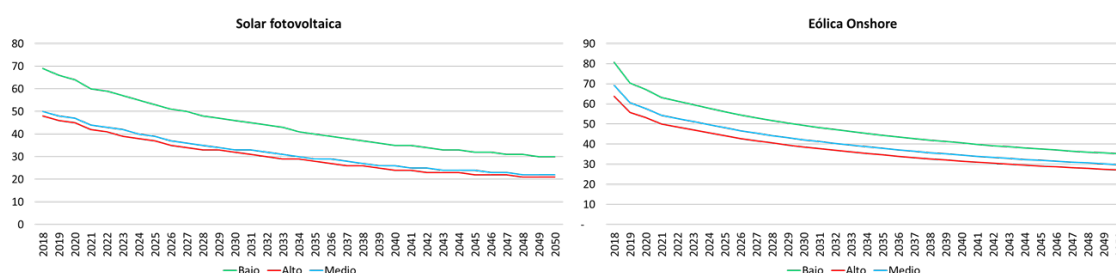


Ilustración 14- Prospectiva del LCOE en los escenarios de alta, media y baja penetración de energías renovables
Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)

A partir de estos tres escenarios particulares a las tecnologías renovables de mayor implementación se obtienen los siguientes tres escenarios de precios de mercado:

	Alta Integración	Media	Baja Integración
2018	51,25	52,64	55,82
2019	50,87	52,15	55,31
2020	53,26	54,53	57,74
2021	51,30	52,60	55,84
2022	50,96	52,29	55,75
2023	47,63	49,00	52,66
2024	34,80	36,35	40,59
2025	28,08	29,83	34,65
2026	27,30	29,06	34,21
2027	26,50	28,27	33,47
2028	25,42	27,13	32,27
2029	24,45	26,13	31,18
2030	23,64	25,27	30,30
2031	22,86	24,45	29,43
2032	23,19	24,75	29,99
2033	23,39	24,95	30,47
2034	24,08	25,63	31,37
2035	24,48	26,00	31,83
2036	25,25	26,74	32,55
2037	25,19	26,65	32,31
2038	24,96	26,37	31,92
2039	28,47	29,90	35,49
2040	27,46	28,88	34,45
2041	26,79	28,21	33,76
2042	26,62	28,02	33,53
2043	26,92	28,31	33,74
2044	27,05	28,39	33,74
2045	26,39	27,71	32,98
2046	26,10	27,40	32,60
2047	24,54	25,84	31,03
2048	22,63	23,94	29,13
2049	21,63	22,99	28,26
2050	21,32	22,63	27,84

Tabla 10- Escenarios de precios para análisis de sensibilidad Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)

Para compararlos se representan en la siguiente Ilustración:

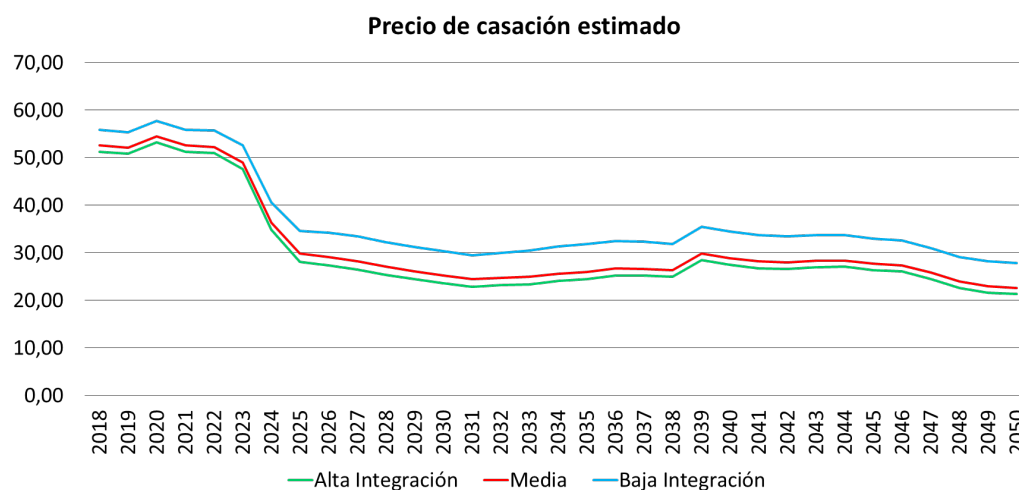


Tabla 11 - Precio de casación estimado en los diferentes escenarios Elaboración propia con datos obtenidos de (Bloomberg, 2018)

Entre 2020 y 2030 se prevé un incremento en la capacidad de generación renovable, que unido a la desaparición de las centrales de carbón, reduce el precio de casación drásticamente. A partir de 2030 se prevé un nuevo equilibrio de precios que solo se ve ligeramente afectado por el incremento del precio del gas en la década de los 40. Para el modelo, se empleará el más conservador, suponiéndolo el de mayor probabilidad.

6. FINANCIACION DE PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Se puede usar una variedad de estructuras de financiación para el desarrollo de energía solar fotovoltaica, sin embargo, el “project finance” es el más común. La estructura apropiada estará influenciada por las necesidades comerciales y financieras de los inversores, así como por el mercado y los incentivos disponibles para los proyectos de energía FV solar en una geografía particular. En las primeras etapas, la financiación con “equity”¹⁹ se utiliza para explorar y desarrollar la oportunidad de proyecto, y más tarde, se utiliza la deuda para la construcción del proyecto. En general, la mayoría de las estructuras de financiación involucrarán dos componentes clave:

- **Patrimonio de uno o más inversores:** inyectado directamente o mediante una sociedad vehículo de propósito especial (SPV o “empresa del proyecto”).
- **Deuda con o sin recurso limitado:** de uno o más prestamistas, asegurada contra los activos propiedad del SPV.

a. Métodos de financiación

i. Financiación corporativa

Las grandes empresas pueden financiar plantas solares “en su balance general”, proporcionándoles “equity” y obteniendo deuda como parte de sus operaciones más amplias y financiación corporativo. Este modelo sería típico para la autogeneración (es decir, para las necesidades de energía de un solo usuario), en lugar de los proyectos a gran escala. Este tipo de financiación también puede ser un modelo apropiado cuando el desarrollador del proyecto es una entidad grande que tiene acceso a financiación de muy bajo coste, lo que podría ser el caso para una empresa o un “Holding” altamente calificado.

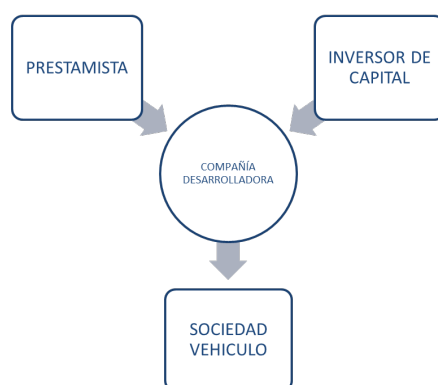


Ilustración 15-Financiación corporativa de un proyecto (International Finance corporation)

ii. Financiación por “Equity” al 100%

En general, la deuda es más barata que la “equity” y, por lo tanto, es más atractivo financiar proyectos que utilizan la financiación con deuda. Sin embargo, en ciertas circunstancias, los proyectos de energía solar fotovoltaica se pueden financiar completamente con capital. Si la

¹⁹ Equity: Fondos propios

deuda no está disponible a precios o plazos atractivos, se puede buscar financiación total, especialmente para proyectos más pequeños.

Por ejemplo, en Europa tras la crisis financiera mundial, muchos bancos que anteriormente estaban activos en financiación de proyectos, ya no se podían permitir hacer préstamos, o solo prestaban para plazos más cortos que antes de crisis. Sin embargo, debido a los fuertes incentivos políticos, los proyectos de energía renovable aún ofrecían rendimientos suficientemente altos en comparación con otras oportunidades de inversión disponibles en ese momento para hacer atractivas todas las inversiones de capital en proyectos solares, y se llevaron a cabo operaciones con acciones.

Hoy en día, en muchos países en desarrollo, el mercado local de financiación a largo plazo todavía no es muy profundo, y los desarrolladores pueden verse obligados a financiar una porción más grande del proyecto con su propio balance. Si esto es atractivo en última instancia se reduce a la rentabilidad esperada de un proyecto y las otras opciones del desarrollador para invertir su capital.

La financiación mediante “equity” también puede ser oportunista; puesto que esta, a menudo se puede implementar más rápidamente que la deuda, por lo que, si hay una oportunidad de alto rendimiento y plazos estrictos para garantizar incentivos para una fecha determinada, un desarrollador puede estar dispuesto a financiar todo el proyecto de su propio bolsillo o en asociación con un copatrocinador como un fondo de inversión. Una vez que se construye y opera el proyecto, y se reduce el perfil de riesgo, los accionistas pueden tratar de refinanciarlo a través de deuda lo cual sería más barato.

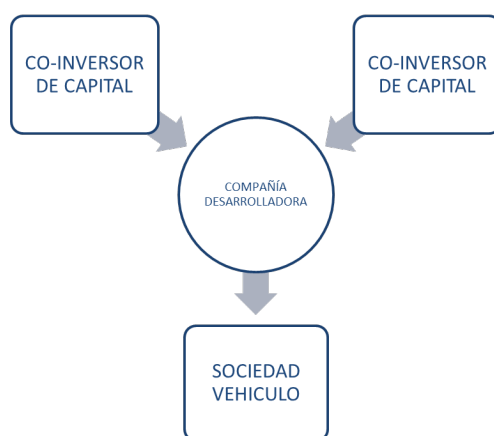


Ilustración 16-Modelo de inversión a través del Equity de un proyecto (International Finance corporation)

b. Project financing

Como ya se ha mencionado en la introducción de este apartado el “project financing” es el enfoque más común para la financiación a largo plazo de proyectos solares a gran escala. La principal característica distintiva de la financiación de proyectos es que los préstamos se otorgan en función de la solidez de los ingresos del proyecto, sin ningún o con recursos limitados al patrocinador del proyecto. Este enfoque separa un proyecto individual de otras actividades del patrocinador. La financiación de proyectos es atractiva para los

desarrolladores, ya que puede permitir mayores tasas de apalancamiento (maximizando así el rendimiento del capital) y transferir los pasivos a una empresa del proyecto en lugar de mantenerlos con el desarrollador. También permite a los desarrolladores liberar capital para desarrollar más proyectos. Como se ha mencionado anteriormente, estos proyectos se llevan a cabo normalmente a través de una “project company” o una sociedad vehículo de propósito especial (SPV) que posee todos los activos y pasivos del proyecto.

Dado el recurso limitado a la empresa matriz, los prestamistas requieren que exista un flujo de ingresos seguro del proyecto, y llevarán a cabo una “due diligence” profunda del proyecto para asegurarse la confianza en la capacidad del proyecto para pagar la deuda. Esto incluirá una revisión técnica y legal completa del proyecto y todos los contratos asociados, especialmente el PPA (Contrato bilateral), para que se pueda depositar confianza en los ingresos del proyecto.

El “project financing” puede ser particularmente útil en los mercados emergentes donde los riesgos pueden ser mayores y donde pueden requerirse garantías del gobierno del país anfitrión. Los organismos de crédito bilaterales y multilaterales también pueden proporcionar mejoras de crédito y otro tipo de apoyo, y en algunos casos (por lo general, en países menos desarrollados) también pueden movilizar algunos fondos concesionales para mitigar ciertos riesgos.

Los proyectos de energía solar fotovoltaica históricamente han sido muy adecuados para implementar el método de “project financing” porque en muchos casos (especialmente en USA, aunque recientemente se está empezando a implementar en Europa y en particular en España) la energía se vende a una tarifa fija mediante contratos bilaterales (a diferencia del precio fluctuante del pool de mercado) y, a menudo, todo lo generado o “as generated”, es decir, el cliente compra cualquiera que sea el volumen de energía producido, lo que mitiga el riesgo de precio y volumen. Además, como no hay combustible, no hay incertidumbre de precio para cubrirse con ninguna materia prima. Si bien el “project financing” puede obtenerse incluso en ausencia de estas condiciones con la mitigación de riesgos adecuada, estas condiciones favorables de extracción han ayudado a suavizar la introducción de la tecnología solar en nuevos mercados. Si continúan las recientes caídas de los precios de la tecnología solar, se puede esperar que la energía solar sea cada vez más competitiva, incluso con las condiciones contractuales que hoy son típicas para las plantas de energía con combustibles fósiles.

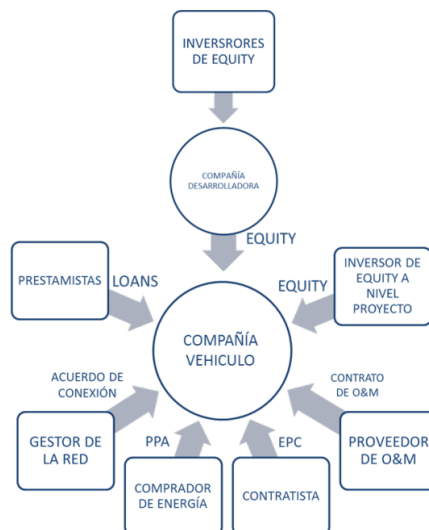


Ilustración 17- Estructura de un "Project finance" (International Finance corporation)

Los desarrolladores y socios generalmente comienzan el proceso de desarrollo formando una SPV, a la que se le asignan todos los derechos y obligaciones del proyecto. El SPV posee el proyecto y la planta cuando se construye, firma el contrato EPC, el contrato O & M, el PPA, y se le pagan los ingresos del proyecto.

Tales estructuras de proyectos ofrecen a las empresas la oportunidad de aislar el proyecto de energía solar fotovoltaica del resto de las actividades comerciales del desarrollador. Los requerimientos de capital y de deuda también se toman de los flujos de efectivo del proyecto (aunque se puede requerir que el patrocinador inyecte capital en caso de que los índices de cobertura de deuda requeridos estén en peligro de incumplimiento). Por lo general, se requiere una cuenta de reserva del servicio de la deuda (por lo general, seis meses de servicio de la deuda), que funciona como mecanismo de apoyo para la cobertura de la deuda. Por lo general, los prestamistas exigen que los acreedores eviten que los accionistas obtengan dividendos cuando las proporciones del servicio de la deuda caen por debajo de un punto específico. Solo cuando se hayan cumplido otras obligaciones financieras (típicamente establecidas en una "cascada" de efectivo altamente especificada) los socios de capitalizarán obtendrán su rendimiento, a menudo en forma de dividendos.

Los términos de financiación para un proyecto de energía solar evolucionarán a lo largo de su desarrollo. Inicialmente, el proyecto no está bien definido: existen altos riesgos e incertidumbres con respecto a muchos aspectos del proyecto, incluido el recurso solar, el rendimiento esperado, la conexión a la red y los derechos de arrendamiento y desarrollo de la tierra con el propietario. A medida que un proyecto progresa, se define mejor: la evaluación de los recursos solares se lleva a cabo y el diseño del esquema permite realizar una predicción del rendimiento energético. A medida que el proyecto avanza y se define con más detalle, los riesgos se reducen y el proyecto se vuelve más valioso y atractivo para los posibles inversores.

Si un desarrollador en una etapa temprana no tiene suficiente capital para completar un proyecto, el desarrollador debe considerar, cuando esté en el ciclo del proyecto, buscar financiación adicional de otros inversores de capital. Cuanto antes participen en el proyecto los

inversores en acciones, mayor será el riesgo que asumen, y mayor será el rendimiento que exigirán, acorde con ese riesgo. Un organismo financiador no aceptará un préstamo a un proyecto hasta que haya un alto grado de certeza de que el proyecto puede continuar y se ha eliminado suficientemente.

Al considerar el “project finance” como método de financiación, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El plazo habitual para un préstamo de financiación de proyectos oscila entre 10 y 15 años o más. Para los proyectos de energía solar fotovoltaica, el término puede estar limitado al período de la PPA, lo que podría introducir riesgos de refinanciación en caso de que el proyecto requiera financiación de la deuda más allá de ese período.
- Los prestamistas pueden tener requisitos o condiciones relacionados con el término (duración) y la forma de la estructura de PPA, por lo que es ideal para finalizar los contratos después de que hayan tenido lugar las discusiones sobre los términos clave con los prestamistas.
- Los proyectos individuales de desarrolladores más pequeños pueden recibir financiación con una relación préstamo-valor del 75% (por ejemplo, ratio de apalancamiento del 75%), mientras que las carteras de proyectos de energía solar fotovoltaica de desarrolladores experimentados pueden financiarse con apalancamiento de hasta el 80%.
- Dependiendo del patrocinador, el mercado y las tarifas de financiación del proyecto, el “project finance” puede no ser atractivo para proyectos de menos de aproximadamente 10MW. Los desarrolladores pueden considerar la consolidación de varias plantas solares fotovoltaicas en una cartera para obtener financiación en una cartera más grande. Por ejemplo, un desarrollador puede agregar diez proyectos de energía solar fotovoltaica de 5MW y buscar financiación en una cartera de 50 MW.
- Los prestamistas llevarán a cabo la “due diligence” en el proyecto antes de lograr el cierre financiero, e incluirán convenios particulares que mitiguen el riesgo del servicio de la deuda a lo largo de la vida del préstamo.
- Los inversores de capital pueden confiar en la “due diligence” del prestamista o realizar la suya propia.

Al igual que con todas las inversiones, los inversores y prestamistas en un proyecto de energía solar fotovoltaica deben comprender los riesgos. Esto es especialmente importante para los prestamistas que proporcionan financiación para proyectos, ya que los reembolsos de préstamos dependen del flujo de efectivo del proyecto. Los prestamistas requieren que se realice la “due diligence” en los proyectos antes de que estén dispuestos a cerrar la financiación. El proceso de “due diligence” puede requerir un esfuerzo considerable por parte del desarrollador para satisfacer los requisitos de los prestamistas comerciales. Los desarrolladores deben planificar el inicio del proceso de financiación varios meses antes de la fecha prevista en que se requiere financiación (con frecuencia, seis meses).

El proceso de “due diligence” identificará los riesgos y ayudará a desarrollar soluciones para mitigar los riesgos identificados, que generalmente incluyen las siguientes disciplinas:

- **“Due diligence” legal:** para evaluar los permisos y los contratos del proyecto (EPC y O & M), incluidos los derechos de acceso y asignación.
- **“Due diligence” ambiental y social:** para evaluar los impactos ambientales y sociales y la mitigación de riesgos, incluidas las consultas pertinentes con las partes interesadas.
- **“Due diligence” técnica:** para evaluar la tecnología, perfil de producción de energía, diseño, riesgos de construcción, integración y aspectos técnicos de los permisos y contratos (EPC y O & M).
- **“Due diligence” financiera:** para evaluar la salud financiera de la empresa del proyecto. Esto incluirá una evaluación de la calidad y viabilidad comercial del PPA.

Como la “due diligence” para prestamistas se lleva a cabo en una etapa posterior del proceso de desarrollo, a menudo se respaldará con información técnica y diseños más detallados y un mayor nivel de certeza. Si bien el riesgo es inherente a cada proyecto, el desarrollador debe reducir y mitigar estos riesgos siempre que sea posible. Aquellos proyectos que se consideran de bajo riesgo son capaces de atraer deudas a un coste menor.

Refinanciación: Una vez que un proyecto está operativo, particularmente después de uno o dos años, los riesgos del proyecto, incluida la construcción, la tecnología, el rendimiento energético y el riesgo de rendimiento, se reducen significativamente y existe la oportunidad de refinanciar un proyecto buscando deuda a una tasa de interés más baja.

Menos riesgo significa que los bancos a menudo aceptarán menos rendimiento por el capital prestado, por lo que puede ser posible negociar mejores términos de la deuda, ya sea del prestamista original u otro prestamista. Un desarrollo bastante nuevo en el área de los proyectos de energía solar fotovoltaica es el uso de la titulización, un proceso que permite a un desarrollador salir de la inversión a través de la transferencia de activos financieros con derecho de crédito hacia un inversor, transformándolos (Pasándolos por una sociedad ad hoc) en títulos financieros emitidos en los mercados de capitales.

c. Análisis y mitigación de riesgos

Los desarrolladores e inversores deben hacer todos los esfuerzos posibles por comprender y, cuando sea posible, mitigar los riesgos del proyecto. El asesoramiento de expertos independientes se requerirá en algunos casos. Los principales focos de riesgo de un proyecto fotovoltaico y sus métodos de mitigación son los siguientes:

Riesgo de tasa de interés: si la deuda se proporciona en una variable en lugar de una tasa fija, el interés pagable puede aumentar si las tasas aumentan.

- “Project finance” sobre préstamos a tasa de interés fija a largo plazo.
- Obtener un swap de tasa de interés; las instituciones financieras de desarrollo ofrecen swaps incluso en mercados donde aún no existe un fuerte mercado de swaps comerciales.

Riesgo de tipo de cambio: la deuda o los pagos a proveedores pueden estar nominados en una moneda diferente de los flujos de efectivo generados por el proyecto de energía solar fotovoltaica. Esto puede generar ganancias o pérdidas para el desarrollador y los propietarios del proyecto.

- Usar cobertura para reducir la exposición (sin embargo, esto implica un coste).
- Transferir el riesgo a través de bonos, contratos y seguros.
- Obtener financiación en moneda local cuando sea posible si el PPA o los ingresos del proyecto estarán en moneda local.

Riesgo por la estructura de la deuda: si el proyecto no avanza según lo previsto, es posible que el proyecto no pueda reembolsar la deuda.

- Estructurar el pago de la deuda para mantener una liquidez adecuada.
- Crear de una cuenta de contingencia en caso de problemas de flujo de efectivo a corto plazo.
- Limitar de apalancamiento.
- Buscar financiación del tenor apropiado para evitar riesgos de refinanciación.

Riesgo debido al acuerdo de calidad de compra: la fiabilidad del pago de ingresos depende de los términos del acuerdo de compra de energía.

- Usar PPA con un término que exceda el plazo de la deuda.
- Reducir la exposición al riesgo del mercado de energía.
- Para las transacciones transfronterizas, asegurar que tanto el abogado local como el internacional hayan revisado el contrato para garantizar su cumplimiento.

Riesgo de crédito de contraparte: en muchos mercados emergentes, solo hay uno o un pequeño número de compradores, y es posible que esta entidad no tenga un sólido balance o historial crediticio.

- Llevar a cabo una evaluación exhaustiva de la solvencia crediticia del comprador.
- Considerar opciones para vender energía a compradores alternativos en caso de incumplimiento.
- Buscar una garantía del gobierno o una institución multilateral.
- Puede ser necesario configurar la cuenta de reserva.

Fallo de tecnología: Riesgo de que el sistema (especialmente los módulos, los inversores y los transformadores) no funcionen como se esperaba o el rendimiento se degrade más rápidamente de lo proyectado.

- Seleccionar cuidadosamente la tecnología y buscar la debida “due diligence”.
- Garantizar la contratación adecuada, el mantenimiento, las garantías y el seguro de terceros.

Falta de recurso solar: Variación del recurso solar de lo predicho en los modelos financieros previos a la construcción.

- Utilizar los servicios de un consultor técnico para garantizar que se utilicen datos de recursos de alta calidad y cubra un período de tiempo suficiente.
- Realizar un análisis de incertidumbre.

Rendimiento energético reducido: no se consigue el rendimiento energético proyectado (y, por lo tanto, el flujo de caja) para cumplir con los requisitos de la deuda.

- Garantizar el análisis de la confianza en el rendimiento energético.
- Elegir la tecnología con un rendimiento confiable y conocido.
- Incluir garantías dentro de los contratos O & M.
- Reduzca la exposición a pérdidas de ingresos debido a la reducción de la red al abordar esta cuestión de manera proactiva en el PPA.

Incremento de costes: Exposición a cambios en los precios de los componentes.

- Utilice contratos de EPC a precio fijo.
- Incluya un fondo de contingencia para construcción y operación.

Retrasos: los contratistas o proveedores externos retrasan el funcionamiento comercial, incluidas las demoras en la conexión a la red. El retraso afectará los flujos de efectivo del proyecto y podría afectar la elegibilidad del proyecto para incentivos arancelarios.

- Contrato EPC "fully wrapped".
- Definir contractualmente los daños liquidados.
- Pago reducido al contratista si las demoras se pierden en las fechas de corte del soporte de subsidio.
- Investigar exhaustivamente los procedimientos de conexión a la red, los procedimientos de importación/servicio para el equipo y otras reglamentaciones locales en cada mercado para garantizar que se incorporen cronogramas adecuados en el cronograma del EPC.

Permisos de construcción: Riesgo de que la construcción no se haya llevado a cabo de conformidad con los permisos.

- Comprometerse temprano con la agencia relevante responsable de otorgar los permisos.

Conexión de red: Riesgo de que la conexión a la red de distribución o transmisión no se haya completado o no haya sido aprobada por la autoridad competente antes de la fecha prevista de la operación comercial o la presencia de congestiones de red.

- Presentar aplicaciones de conexión a la red al principio de la fase de desarrollo.
- Definir los plazos de conexión de la red en los contratos.
- Investigar exhaustivamente los procedimientos de conexión a la red para garantizar que se incorporen cronogramas adecuados en el cronograma del EPC.

Elegibilidad de incentivos: las tarifas especiales, los créditos fiscales y otros incentivos para el desarrollo de energía renovable pueden tener fechas de corte estrictas y criterios de elegibilidad.

- Insertar cláusulas en los contratos de EPC para garantizar la elegibilidad según el calendario.

Cambios en la regulación aplicable: cambio en la política del gobierno respecto a la energía solar, incluidos recortes retroactivos de subsidios o nuevos impuestos que tienen un impacto material sobre los ingresos del proyecto.

- Elija países políticamente estables con sólidos marcos regulatorios y evidencia del apoyo de larga data a los proyectos de energía solar fotovoltaica.
- Sin excesiva dependencia del sistema de incentivos.

Operación y mantenimiento: La operación y el mantenimiento deficientes (O & M) pueden dar lugar a plantas de bajo rendimiento con un impacto material en los ingresos del proyecto.

- Incluya pruebas de rendimiento dentro del contrato O & M, con los daños liquidados asociados.
- Considere incentivos de desempeño dentro del contrato O & M.
- Asegurar que el rendimiento de la planta esté controlado.
- Asegurar piezas de repuesto disponibles.

En general, los grandes sistemas fotovoltaicos solares requieren seguro de responsabilidad y propiedad, y muchos desarrolladores también pueden optar por tener cobertura para los riesgos ambientales también. Varios tipos de seguros disponibles para los desarrolladores son:

- El seguro de responsabilidad general cubre a los titulares de pólizas por muerte o lesiones a personas o por daños a propiedades propiedad de terceros.
- El Seguro de Riesgo de Propiedad protege contra riesgos no cubiertos por la garantía o para extender el período de cobertura. El seguro de riesgo de propiedad a menudo incluye el robo y los riesgos catastróficos, y generalmente cubre los componentes del sistema PV más allá de los términos de la garantía del fabricante.
- El Seguro de Riesgo Ambiental proporciona cobertura de daños ambientales e indemniza a los propietarios de sistemas de energía solar fotovoltaica contra el riesgo de daño ambiental infligido por su desarrollo o daño preexistente en la ubicación de desarrollo.
- El seguro de interrupción del negocio proporciona cobertura para el riesgo de interrupción del negocio, y a menudo se requiere para proteger el flujo de efectivo del proyecto de energía solar fotovoltaica. Esta póliza de seguro a menudo puede ser un requisito del proceso de financiación.

Aunque los costes del seguro del proyecto de energía solar fotovoltaica pueden ser bastante altos, es probable que las tarifas disminuyan a medida que las aseguradoras se familiaricen con los proyectos de energía solar fotovoltaica y aumente la capacidad instalada. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL, por sus siglas en inglés), estimó que "Las primas de seguro representan aproximadamente el 25% del gasto operativo anual de un sistema fotovoltaico. Las primas de seguro anuales suelen oscilar entre el 0,25% y el 0,5% del coste total de instalación de un proyecto, según la ubicación geográfica de la instalación. Los desarrolladores de energía fotovoltaica informan que los costes de seguro comprenden entre el 5% y el 10% del coste total de la energía de sus instalaciones".

d. Power purchase agreement (PPA).

Una de las principales formas para reducir riesgo de cara a los ingresos de un proyecto fotovoltaico son los contratos PPAs, sistema altamente implantado desde hace años en Estados Unidos y que se está empezando a implantar en España. Para mostrar la historia de las PPA en Estados Unidos se ve la primera firmada con Google en 2012.

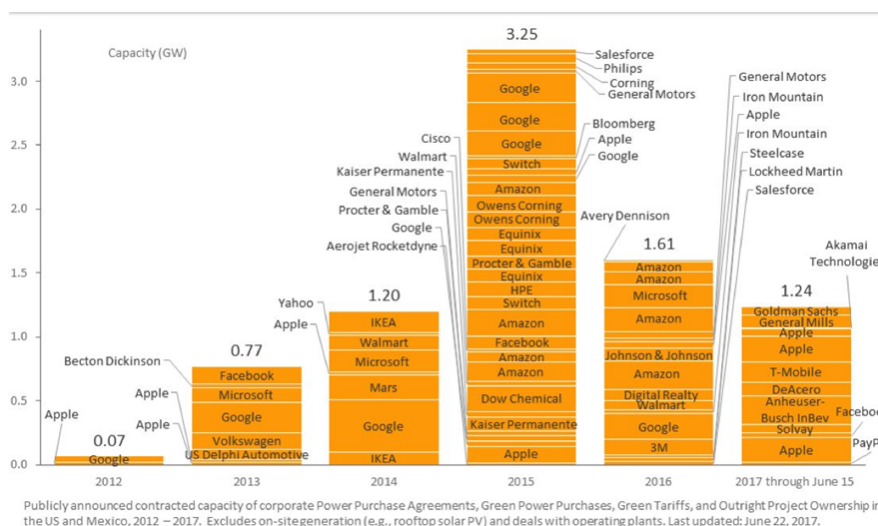


Tabla 12 - PPA en Estados Unidos (Gómez, s.f.)

Un contrato PPA es un acuerdo de compraventa de energía entre un gran consumidor y un productor independiente ahorrándose así intermediarios y sin pasar por el pool. En este marco se debe establecer el volumen de energía al que la empresa se compromete a consumir, a un precio y por un horizonte. Todo se sostiene en un marco financiero y comercial en el que se delimitan los riesgos de todas las partes.

Los términos pueden o no implicar el despacho de energía, por lo que se distinguen dos tipos: PPA físico y PPA financiero:

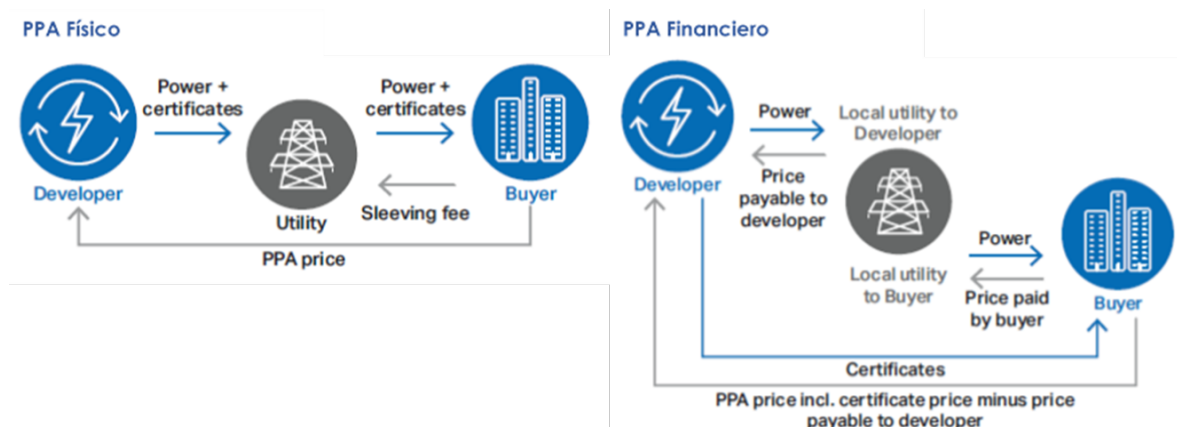


Tabla 13 - Esquema de tipos de PPA que ofrece (World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Norton Rose Fulbright and EY)

El primero, el PPA físico se puede implantar en España a través de una venta directa entre el comprador y el vendedor.

Por otro lado, el PPA financiero que establece un acuerdo financiero sin control real de la potencia consumida o generada.

Con la volatilidad del OMIE y la incertidumbre a como el mercado actuará frente a la gran penetración de renovables, asegurarse un ingreso fijo supone una gran reducción de riesgo. Es por esto por lo que el vendedor busca más de 10 años para poder financiar proyectos obteniendo el apalancamiento óptimo para maximizar el rendimiento de la inversión. También, permite garantizar ingresos mínimos.

En conclusión, el objetivo para firmar un PPA, es la bancabilidad y la mitigación de riesgos. Para que un banco financie un proyecto normalmente requiere tres factores:

- Un flujo de caja constante
- Tecnología probada
- Un marco legal estable.

El segundo punto está ya cerrado para la tecnología fotovoltaica, por lo que resulta principal cerrar un flujo de caja constante. Como el mercado tiene una volatilidad en los precios y las subastas están en mínimos, la vía de los PPA resulta una buena opción.

En la siguiente tabla quedan representadas los últimos contratos tipo PPA firmados a partir de los cuales se sacarán los escenarios para el estudio de sensibilidad del proyecto. Como se puede ver, se presentan principalmente dos modelos de PPA, una de precio fijo y otra de descuento con suelo de precio.

Comprador	Vendedor	Año	Tipo de PPA
Calidad Pascual	EDP	2017	Primer PPA, 5 años
Foresight Group	Enérgya-VM	2017	Primer PPA fotovoltaico, 10 Años, a precio fijo
Forestalia	Engie	2018	12 años, descuento fijo y suelo de 38 MW/h
Euskaltel	Iberdrola	2018	5 años, descuento y suelo
Kutxabank	Iberdrola	2018	5 años, descuento y suelo

Tabla 14 - Últimos contratos tipo PPA en España. Elaboración propia.

Además, hay numerosas nuevas empresas que están mirando ofertas para implantar PPA como pueden ser: Telefónica, BBVA, Seat, Mercadona, Grupo IFA, Fortia, Ercros, Heineken, Air Liquide, Grupo Reverté, Vall Companys, Pascual, Grupo Antex, Aernnova o Arcelormittal.

e. Escenarios para el análisis de sensibilidad en función del modelo de financiación.

De un estudio hecho por (NREL) se obtiene un valor único o un rango de valores para cada campo de datos en la Tabla; se presenta estos datos para un escenario de financiación de "alto coste", "bajo coste" y "coste medio". Los escenarios de "alto coste" y "bajo coste" utilizan los valores de mayor y menor coste recopilado que recopilan a través de una serie de entrevistas, mientras que el "coste medio" representa el valor de la media para estos rangos.

Según los valores informados en la Tabla hubo una modesta reducción en el CAPEX para los proyectos fotovoltaicos, mientras que las tasas de interés de la deuda se mantuvieron aproximadamente iguales. Es importante que se consideren los datos presentados aquí como ilustrativos de las tendencias y las condiciones generales del mercado en lugar de tasas de financiación específicas o requisitos de inversión.

	LOW COST	AVERAGE COST	HIGH COST
Tax Equity			
Proporción del proyecto (%)	33.34%	49.1%	55.5%
Tax	7%	7 %	7%
Debt			
Proporción del proyecto (%)	66.66%	50.9%	44.5%
Tasa de interés	3.5%	4.25%	5.25%
Otras medidas de financiación			
RCSD objetivo	1.25	1.3	1.33
WACC	4.7%	6.2%	9.4%
WACC ajustado	5.6%	7.2%	9.6%

Tabla 15 - Casos para el análisis de sensibilidad (NREL)

Además de estos tres casos se efectuará un análisis de la reducción de riesgos al emplear un contrato tipo PPA para aumentar el porcentaje de deuda con menor riesgo.

7. MODELO EMPLEADO

a. Modelo para el cálculo de viabilidad

Para el cálculo de la viabilidad se ha empleado un modelo desarrollado en Excel. A continuación, se muestra en una imagen la forma del modelo empleado y se explicarán los inputs, outputs y operaciones intermedias para la obtención de resultados.



Ilustración 18 - Imagen del modelo empleado

En amarillo se muestran los **inputs**. Separados en función de los bloques por escenarios quedaría:

Disponibilidad	Costes	Financiación	Precio de venta
• Horas equivalentes	• Coste por área • Coste EPC • Coste BoP • Coste Inversor • Otros costes • Costes de O&M	• RCSD objetivo • Tax • Tasa de interés • Deudas/Equity	• Precio de pool • PPA fija • PPA con reducción y suelo

Tabla 16 – Inputs

Como **outputs** se obtienen los flujos de cajas del proyecto, estos flujos de caja del proyecto se dividen en amortizaciones, costes financieros y beneficios netos para el accionista. También se incluirá la TIR para el accionista suponiendo proyectos a 20 años.

El **cálculo** de estos outputs se realiza de la siguiente forma. Para empezar, se supone una inversión inicial separada en dos años (2017 y 2018) correspondiente a los costes iniciales de establecimiento y promoción y durante los cuales no se percibe ningún ingreso. Los ingresos brutos que se obtienen a partir de la potencia instalada, las horas equivalentes y los precios de venta esperados. Al quitar los costes de operación y mantenimiento se obtiene el EBITDA del proyecto anualizado. Se restan los gastos financieros (interés*deuda restante a pagar) y se obtiene los beneficios brutos. Se eliminan las tasas y se obtiene el beneficio neto. Se calculan entonces las amortizaciones a pagar a la deuda en función del RCDS objetivo marcado y lo restante son beneficios netos para el accionista. Finalmente, de calculan el TIR y el VAN para el accionista, y en los casos en los que no se pueda pagar la deuda, se analizará la implementación de PPA's para ver si se pudieran hacer viables estos proyectos.

Un resumen del proceso para calcular el sistema de PPAs sería:

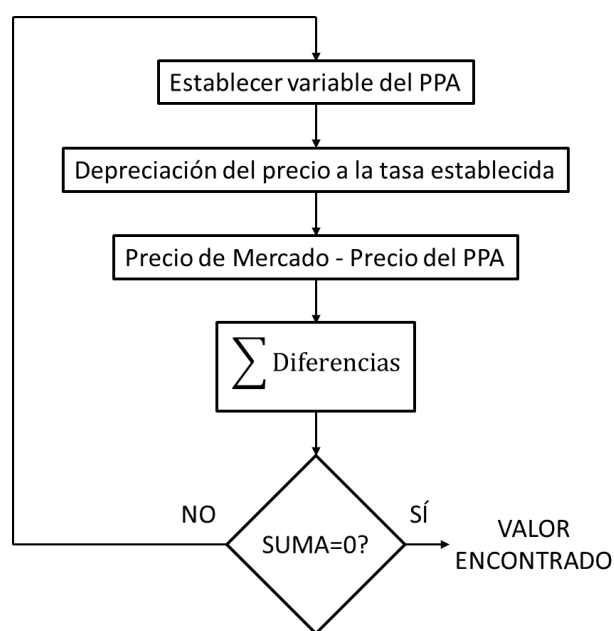


Ilustración 21 - Diagrama del cálculo del precio de las PPAs. Elaboración propia.

Como se muestra en el esquema anterior, en primer lugar, se fija el parámetro a partir del cual se modificará el contrato tipo PPA. Posteriormente, se deprecian las curvas con la tasa de inflación para conseguir representar el valor temporal del dinero. Después se calcula la diferencia entre ambas curvas y se suman las diferencias anuales. Se busca que esta suma de un valor igual a cero, de tal forma que el cliente y el vendedor igualen sus beneficios. Se modifica por lo tanto el valor de la variable inicial de tal forma que se obtenga de manera iterativa una suma de diferencias igual a cero.

8. ANALISIS DE RENTABILIDAD

En este apartado, se realizará un estudio de viabilidad a partir de los diferentes escenarios que se han ido presentando. En un primer apartado se resumirán los diferentes escenarios empleados. Después, se analizarán todos los casos y se concluirá su viabilidad.

a. Escenarios analizados

- Hasta ahora, se han introducido tres variables que suponen en función de los valores que tomen nos proporcionarán los escenarios para el análisis de sensibilidad. Disponibilidad del recurso.
- Costes de Inversión y de operación y mantenimiento.
- Estructura de financiación

Además, se analizará a través del coste de la energía el empleo de convenios tipo PPA de dos formas. A precio fijo, y a reducción sobre precio de casación con un suelo fijo.

Para el análisis de los tres bloques previamente mencionados, se han hecho tres escenarios para cada variable:

DISPONIBILIDAD DEL RECURSO.

Como se especifica en el apartado 3 de este informe, para este apartado se toman tres muestras representativas de regiones en España con diferentes. Para estas tres regiones se han analizado varios factores:

- Baja probabilidad de nieve o granizo
- Baja probabilidad de rechas fuertes de viento
- Acceso a la red sencillo
- Acceso por carretera sencillo
- Fuera de posibles zonas protegidas
- Zonas relativamente despobladas donde no se requiera relocalizar habitantes.
- Diferenciación en cuanto a radiación solar

Tras evaluar estos factores se señalan tres localizaciones: Salamanca, Ciudad Real y Badajoz. (Mencionadas de menor a mayor radiación solar) Se decide hacer el análisis para sistemas mono-ejes con movilidad en el eje vertical (sistema más empleado). Para el cálculo de la radiación se utiliza la aplicación PVGIS-CMSAF, obteniéndose los siguientes datos (para más información ver el ANEXO 1):

- Salamanca:

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.44	107	3.87	120
Feb	5.08	142	5.75	161
Mar	6.20	192	7.23	224
Apr	6.38	191	7.52	226
May	7.25	225	8.65	268
Jun	8.21	246	9.93	298
Jul	8.76	271	10.80	334
Aug	8.07	250	9.95	308
Sep	6.88	206	8.34	250
Oct	5.37	167	6.35	197
Nov	3.92	118	4.46	134
Dec	3.35	104	3.76	117
Yearly average	6.08	185	7.22	220

- Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
- Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.2% (using local ambient temperature)
- Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
- Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%
- Combined PV system losses: 16.0%

Guía de nomenclatura

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Ilustración 22 – Resumen de los cálculos de radiación en Salamanca (European communities, s.f.)

A partir de la tabla anterior, se obtiene que la radiación media anual es de 220 kWh/m2, de donde se obtiene, por los datos de nuestra planta (Área= 76,923hectareas y Potencia instalada 100 MWp) que las horas equivalentes son: **1692,31h**

- Ciudad Real:

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.88	120	4.39	136
Feb	5.42	152	6.17	173
Mar	6.40	198	7.50	233
Apr	6.60	198	7.85	236
May	7.42	230	8.94	277
Jun	8.40	252	10.30	309
Jul	8.72	270	10.90	339
Aug	8.02	249	10.10	312
Sep	6.79	204	8.35	250
Oct	5.75	178	6.89	214
Nov	4.51	135	5.20	156
Dec	3.82	119	4.34	135
Yearly average	6.32	192	7.59	231

- Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
- Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.2% (using local ambient temperature)
- Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
- Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%
- Combined PV system losses: 16.9%

Guía de nomenclatura

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m2)

Ilustración 23 - Resumen de los cálculos de radiación en C. Real (European communities, s.f.)

A partir de la tabla anterior, se obtiene que la radiación media anual es de 231 kWh/m2, de donde se obtiene, por los datos de nuestra planta que las horas equivalentes son: **1776,92h**

- Badajoz:

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	4.09	127	4.76	148
Feb	5.42	152	6.32	177
Mar	6.46	200	7.74	240
Apr	6.61	198	7.99	240
May	7.52	233	9.18	285
Jun	8.46	254	10.50	315
Jul	8.91	276	11.30	349
Aug	8.23	255	10.50	324
Sep	6.77	203	8.45	253
Oct	5.77	179	7.06	219
Nov	4.61	138	5.47	164
Dec	3.97	123	4.62	143
Yearly average	6.41	195	7.82	238

- Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)
- Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.3% (using local ambient temperature)
- Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%
- Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%
- Combined PV system losses: 18.0%

Guía de nomenclatura

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Ilustración 24 - Resumen de los cálculos de radiación en Badajoz (European communities, s.f.)

A partir de la tabla anterior, se obtiene que la radiación media anual es de 238 kWh/m², de donde se obtiene, por los datos de nuestra planta que las horas equivalentes son: **1830,77h**

COSTES DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Para este apartado se toman dos casos sobre el CAPEX y el OPEX. Se toman los datos de Bloomberg (2018), que son los más recientes, y se analiza que cambiaría si se siguiesen reduciendo los costes como se han reducido hasta ahora. Por lo que se obtendría:

	NEO (Bloomberg, 2018)	Bloomberg considerando precios estimados de 2019
Módulos	0.261€/W	0,24€/W
EPC	0.205€/W	0,19€/W
Inversor	0.05€/W	0,05€/W
BoP	0.1563€/W	0,14€/W
Otros	0.102€/W	0,09€/W
TOTAL	0.7743€/W	0,72€/W

Tabla 17 - Escenarios de CAPEX

De cara al OPEX se empleará:

	NEO (Bloomberg, 2018)	
TOTAL	0.008€/W	0.0075€/W

Tabla 18 - Escenarios de OPEX

ESTRUCTURA DE FINANCIACIÓN.

Por último, se analizarán los tres modelos de financiación más utilizados en proyectos fotovoltaicos. Para este caso, se considera una amortización constante a 25 años desde el inicio del proyecto para entrar en el régimen permitido por hacienda. Los modelos de financiación por lo tanto quedan resumidos en la siguiente tabla:

	LOW COST	AVERAGE COST	HIGH COST
Tax Equity			
Proporción del proyecto (%)	33.34%	49.1%	55.5%
Tax ²⁰	4,864 %	4,864 %	4,864 %
Debt			
Proporción del proyecto (%)	66.66%	50.9%	44.5%
Tasa de interés	3.5%	4.25%	5.25%
Otras medidas de financiación			
RCSD objetivo	1.25	1.3	1.33
WACC	4.7%	6.2%	9.4%
WACC ajustado	5.6%	7.2%	9.6%

Tabla 19 - Escenarios de modelos de Financiación (International Finance corporation)

Al final nos aparecen diez y ocho casos, como se muestran a continuación (más los analizados con sistema PPA):

CASO	LOCALIZACIÓN	COSTES	COSTE DE FINANCIACIÓN PARA EL ACCIONISTA
CASO 1	Salamanca	NEO	Low-cost
CASO 2	Salamanca	NEO	Average-cost
CASO 3	Salamanca	NEO	High-cost
CASO 4	Salamanca	NEO actualizado	Low-cost
CASO 5	Salamanca	NEO actualizado	Average-cost
CASO 6	Salamanca	NEO actualizado	High-cost
CASO 7	C. Real	NEO	Low-cost
CASO 8	C. Real	NEO	Average-cost
CASO 9	C. Real	NEO	High-cost
CASO 10	C. Real	NEO actualizado	Low-cost
CASO 11	C. Real	NEO actualizado	Average-cost
CASO 12	C. Real	NEO actualizado	High-cost
CASO 13	Badajoz	NEO	Low-cost
CASO 14	Badajoz	NEO	Average-cost
CASO 15	Badajoz	NEO	High-cost
CASO 16	Badajoz	NEO actualizado	Low-cost
CASO 17	Badajoz	NEO actualizado	Average-cost
CASO 18	Badajoz	NEO actualizado	High-cost

Tabla 20 - Casos de análisis de viabilidad

Para el análisis de viabilidad se establecerá como caso base el Caso 8; siendo en Ciudad Real, puesto que es una localización de relativo alto rendimiento en cuanto a horas equivalentes, pero con menor competencia de mercado en cuanto a la adquisición o renta del terreno. Con un sistema de financiación medio y con los costes actuales de mercado.

Por último, para analizar el impacto de la firma de un contrato PPAs. Se analizarán los siguientes casos:

- Precio de casación de mercado: Tomando el calculado anteriormente.
- Un PPA fijo a 12 años.
- Un PPA con reducción sobre el precio del pool y un suelo a 12 años.

Tras establecer una tasa del 2% de la depreciación del coste del dinero anual, PPAs a 12 años y las siguientes probabilidades para las sendas (70% de senda Alta, 30% de senda baja)²¹, se obtienen los siguientes escenarios:

Año	Mercado Alto	Mercado Bajo	PPA fijo	PPA con suelo
2019	57,74	53,26	41,89	51,97
2020	55,84	51,3	41,89	50,26
2021	55,75	50,96	41,89	50,18
2022	52,66	47,63	41,89	47,39
2023	40,59	34,8	41,89	36,91
2024	34,65	28,08	41,89	36,91
2025	34,21	27,3	41,89	36,91
2026	33,47	26,5	41,89	36,91
2027	32,27	25,42	41,89	36,91
2028	31,18	24,45	41,89	36,91
2029	30,30	23,64	41,89	36,91
2030	29,43	22,86	41,89	36,91
2031	29,99	23,19	Una vez acabado el contrato PPA los ingresos serán aquellos correspondientes al mercado del escenario • ALTO (columna 1) • BAJO (Columna 2)	
2032	30,47	23,39		
2033	31,37	24,08		
2034	31,83	24,48		
2035	32,55	25,25		
2036	32,31	25,19		
2037	31,92	24,96		
2038	35,49	28,47		

Tabla 21 - Tabla de precio de venta de energía. Para el cálculo del PPA con suelo, se ha establecido una reducción del 5% con respecto al precio de mercado. (Bloomberg, 2018)

b. Resolución de casos

Para la resolución de casos, la metodología empleada será la siguiente:

- En un primer lugar se analizará el VAN. Solo se invertirá en este tipo de proyectos cuando el VAN sea positivo.
- Una vez evaluado el VAN, y a igualdad de condiciones, se evaluará la TIR. De cara a la evaluación de esta tasa, normalmente las empresas invierten en proyectos con:

$$TIR \geq WACC + 3\%$$

²¹ Estos datos se obtienen tras evaluar la prospectiva obtenida en (Bloomberg, 2018) con los datos para los próximos dos años del OMIP

i. Salamanca

1. Costes de NEO Bloomberg

En este apartado, se analizarán los resultados de los casos I, II y III. Para ello se establecen, como se ha explicado anteriormente, dos sendas de precios dependientes del peso con el que las energías renovables entren en el mercado eléctrico español. En primer lugar, se analizarán los resultados introduciendo en el modelo una senda de precios favorable económicamente, con menor participación de las renovables en el mercado para posteriormente analizar el caso opuesto.

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

A continuación, se presentan los resultados para esta senda de precios:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	4,81%	4,67%	4,74%
VAN	8,79	8,53	8,66
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 22 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	5,40%	5,16%	5,28%
VAN	10,04	9,59	9,81
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 23 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	7,28%	6,59%	6,93%
VAN	11,53	10,43	10,97
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 24 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

A continuación, se presentan los resultados para esta senda de precios:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	1,35%	3,60%	3,02%
VAN	-6,31	3,43	0,75
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 25 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	1,47%	4,01%	3,36%
VAN	-5,06	4,68	2,00
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 26 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	1,34%	5,09%	4,19%
VAN	-3,57	6,17	3,49
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 27 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

2. Costes de NEO Bloomberg Actualizado

En este apartado, se analizarán los costes actualizados de Bloomberg. Al ser estos costes menores que los analizados en el apartado anterior, los resultados esperados serán más positivos.

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

A continuación, se muestran los resultados obtenidos con la modificación de costes empleando la senda de precios favorable.

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	6,36%	6,47%	6,41%
VAN	15,10	15,37	15,23
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 28 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	7,15%	7,27%	7,20%
VAN	16,27	16,55	16,40
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 29 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	9,88%	10,03%	9,95%
VAN	17,66	17,94	17,79
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 30 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

En el caso en el que los costes sean los actualizados los resultados para una senda de precios baja son los siguientes:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	2,85%	5,05%	4,50%
VAN	0,00	9,74	7,06
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 31 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,18%	5,62%	5,03%
VAN	1,17	10,91	8,23
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 32 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,96%	7,39%	6,63%
VAN	2,56	12,30	9,62
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 33 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

ii. Ciudad Real

Al situar la planta en una zona de mayor radiación, las horas equivalentes aumentan, esto resulta en mayores beneficios que en el apartado anterior. En este apartado se analizará especialmente la variación de los beneficios porcentualmente frente al caso similar en Salamanca.

1. Costes de NEO Bloomberg

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

A continuación, se presentan los resultados introduciendo en el modelo los costes de NEO Bloomberg con una senda de precios favorable:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	5,93%	6,05%	5,98%
VAN	14,08	14,37	14,22
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 34 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	6,66%	6,78%	6,71%
VAN	15,34	15,63	15,47
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 35 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	9,17%	9,32%	9,24%
VAN	16,83	17,12	16,96
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 36 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

Estos son los resultados para el caso de senda de precios desfavorables:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	2,44%	4,65%	4,09%
VAN	-1,77	8,45	5,64
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 37 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	2,71%	5,18%	4,57%
VAN	-0,52	9,71	6,89
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 38 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,24%	6,76%	5,97%
VAN	0,97	11,19	8,38
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 39 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

2. Costes de NEO Bloomberg Actualizado

En este caso, se esperan resultados más positivos que en los anteriores, puesto que se suman los efectos de un aumento del precio de mercado y de una bajada de los costes:

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

A continuación, los resultados para una senda de precios favorables:

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	7,51%	7,62%	7,56%
VAN	20,39	20,68	20,53
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 40 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	8,44%	8,55%	8,49%
VAN	21,57	21,86	21,70
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 41 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	11,80%	11,95%	11,87%
VAN	22,96	23,25	23,10
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 42 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

Los resultados que se muestran a continuación son los correspondientes a una senda de precios desfavorable en el caso de una caída de los costes.

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,95%	6,10%	5,58%
VAN	4,54	14,76	11,95
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 43 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	4,43%	6,79%	6,24%
VAN	5,71	15,93	13,12
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 44 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	5,88%	9,03%	8,39%
VAN	7,10	17,33	14,52
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 45 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

iii. Badajoz

Se presentan por ultimo los resultados pertenecientes al modelo con implantación en Badajoz. Este conjunto de casos resultará en el más favorables hasta el momento, al contar con el mayor numero de horas equivalentes. A pesar de encontrarnos en el caso más positivo hasta ahora. Es interesante el cálculo de este ya que puede servir de referencia para mostrar la madurez de esta tecnología. Resultados negativos para la localización de mayor radiación solar mostraría que la tecnología no esta preparada aun para entrar a formar parte del sistema, mientras que unos resultados positivos mostrarían como la tecnología solar tiene cabida en el sistema eléctrico español.

1. Costes de NEO Bloomberg

Inicialmente, se presuponen los costes previstos por NEO. Es este caso el que resulta clave en el análisis de la madurez de la tecnología.

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

Primero, se calcularán los valores para una senda de precios favorable.

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	6,63%	6,74%	6,68%
VAN	17,45	17,75	17,59
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 46 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	7,45%	7,57%	7,51%
VAN	18,71	19,00	18,85
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 47 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	10,33%	10,48%	10,41%
VAN	20,19	20,49	20,34
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 48 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

En este apartado, se analiza el efecto de una caída de los precios.

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,11%	5,29%	4,75%
VAN	1,11	11,65	8,75
Coste financiero total	20,16	20,16	20,16
Coste deuda total	54,61	54,61	54,61

Tabla 49 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	3,47%	5,89%	5,31%
VAN	2,37	12,90	10,01
Coste financiero total	20,49	20,49	20,49
Coste deuda total	59,91	59,91	59,91

Tabla 50 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	4,41%	7,77%	7,04%
VAN	3,86	14,39	11,50
Coste financiero total	23,49	23,49	23,49
Coste deuda total	75,11	75,11	75,11

Tabla 51 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

2. Costes de NEO Bloomberg Actualizado

Este ultimo, es el caso más favorable. Salvo sorpresa, los resultados deberían de ser positivos y de mejores beneficios que los anteriores. Del mismo modo las relaciones previamente mencionadas entre tipo de acceso al mercado y participación frente al beneficio se deberían mantener.

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO FAVORABLE

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	8,23%	8,33%	8,28%
VAN	23,76	24,06	23,90
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 52 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	9,24%	9,35%	9,30%
VAN	24,93	25,23	25,08
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 53 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	12,99%	13,14%	13,06%
VAN	26,33	26,63	26,47
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 54 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

SENDA DE PRECIOS DE MERCADO DESFAVORABLE

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	4,64%	6,74%	6,25%
VAN	7,43	17,96	15,06
Coste financiero total	18,85	18,85	18,85
Coste deuda total	51,06	51,06	51,06

Tabla 55 -Resultados del modelo para una alta participación del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	5,21%	7,51%	6,98%
VAN	8,60	19,13	16,24
Coste financiero total	19,16	19,16	19,16
Coste deuda total	56,01	56,01	56,01

Tabla 56 -Resultados del modelo para una participación media del accionista

RESULTADO	A PRECIO DE MERCADO	PPA FIJO	PPA CON VALOR SUELO
TIR	7,07%	10,03%	9,46%
VAN	9,99	20,53	17,63
Coste financiero total	21,96	21,96	21,96
Coste deuda total	70,23	70,23	70,23

Tabla 57 -Resultados del modelo para una baja participación del accionista

c. Resumen de los resultados obtenidos

Para la comparativa de los resultados, se analizarán los diferentes casos anteriores de manera conjunta a través del VAN y el TIR (comparándolo con el WACC objetivo del 3%). Además, para este análisis, se emplearán los costes actuales de NEO Bloomberg. Para este resumen se empezará con las siguientes tablas y graficas generales de resultados para el nivel de costes actual:

SALAMANCA

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	11,53 M€	11,81 M€	11,66 M€	-3,57 M€	6,17 M€	3,49 M€
Media	10,04 M€	10,32 M€	10,17 M€	-5,06 M€	4,68 M€	2 M€
Alta	8,79 M€	9,06 M€	8,92 M€	-6,31 M€	3,43 M€	0,75 M€

Tabla 58 - Tabla resumen del VAN en Salamanca

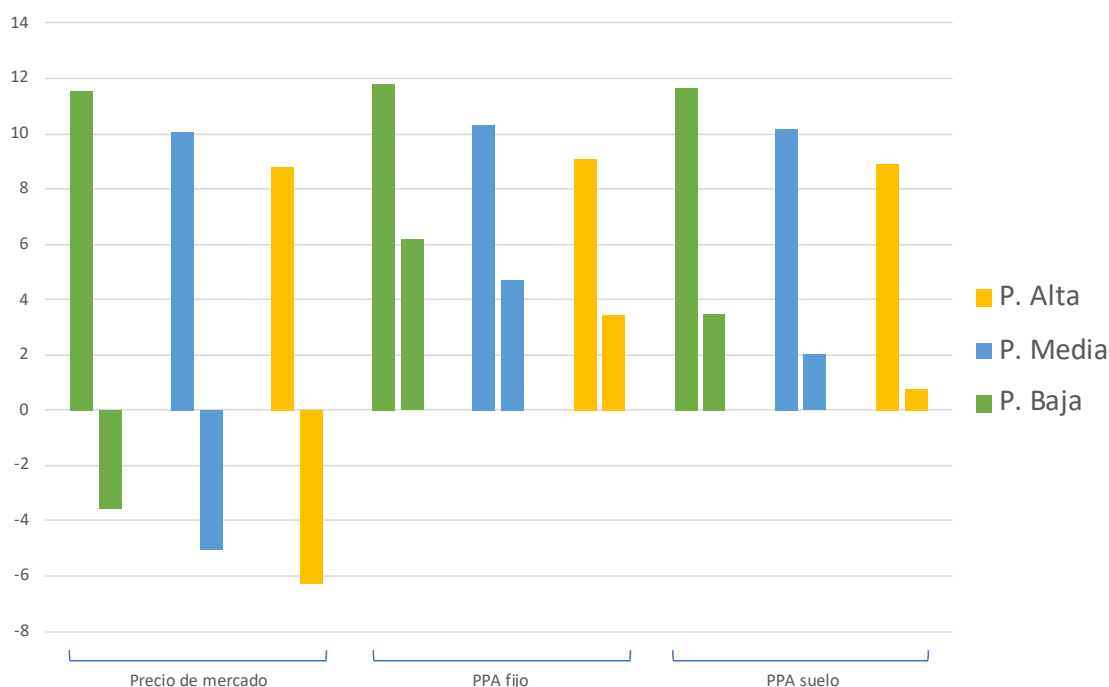


Ilustración 25- Grafico resumen VAN Salamanca la variable color representa la participación

CIUDAD REAL

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	16,83 M€	17,12 M€	16,96 M€	0,97 M€	11,19 M€	8,38 M€
Media	15,34 M€	15,63 M€	15,47 M€	-0,52 M€	9,71 M€	6,89 M€
Alta	14,08 M€	14,37 M€	14,22 M€	-1,77 M€	8,45 M€	5,64 M€

Tabla 59 - Tabla resumen del VAN en Ciudad Real

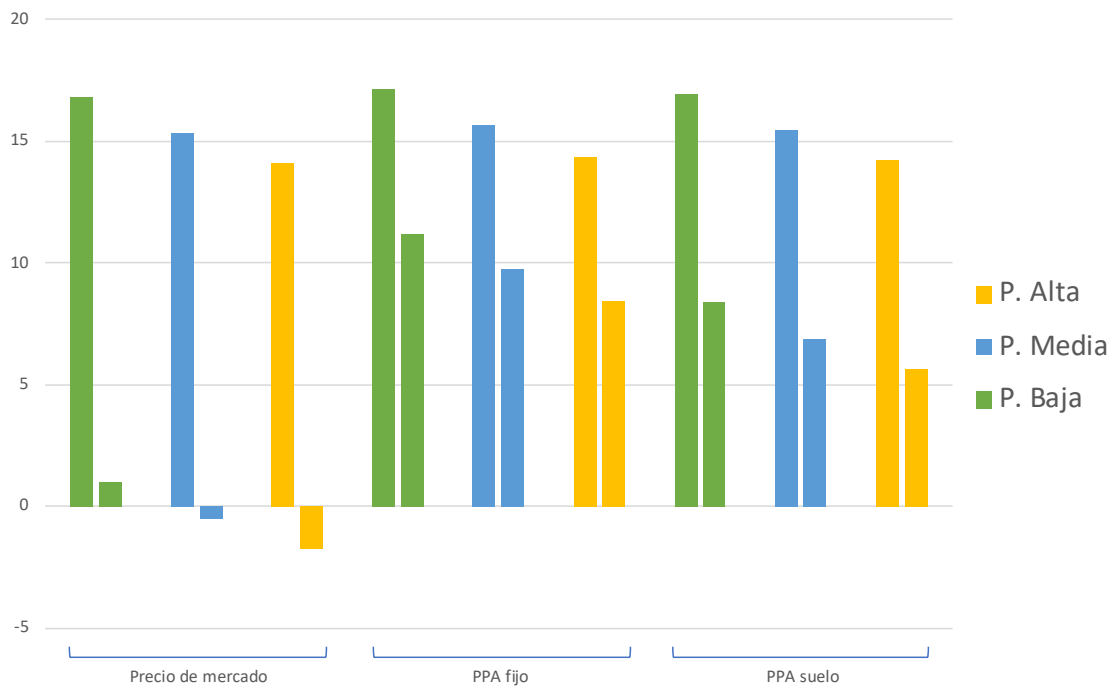


Ilustración 26 - Grafico resumen VAN Ciudad Real la variable color representa la participación

BADAJOZ

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	20,19 M€	20,49 M€	20,34 M€	3,86 M€	14,39 M€	11,5 M€
Media	18,71 M€	19 M€	18,85 M€	2,37 M€	12,9 M€	10,01 M€
Alta	17,45 M€	17,75 M€	17,59 M€	1,11 M€	11,65 M€	8,75 M€

Tabla 60 - Tabla resumen del VAN en Badajoz

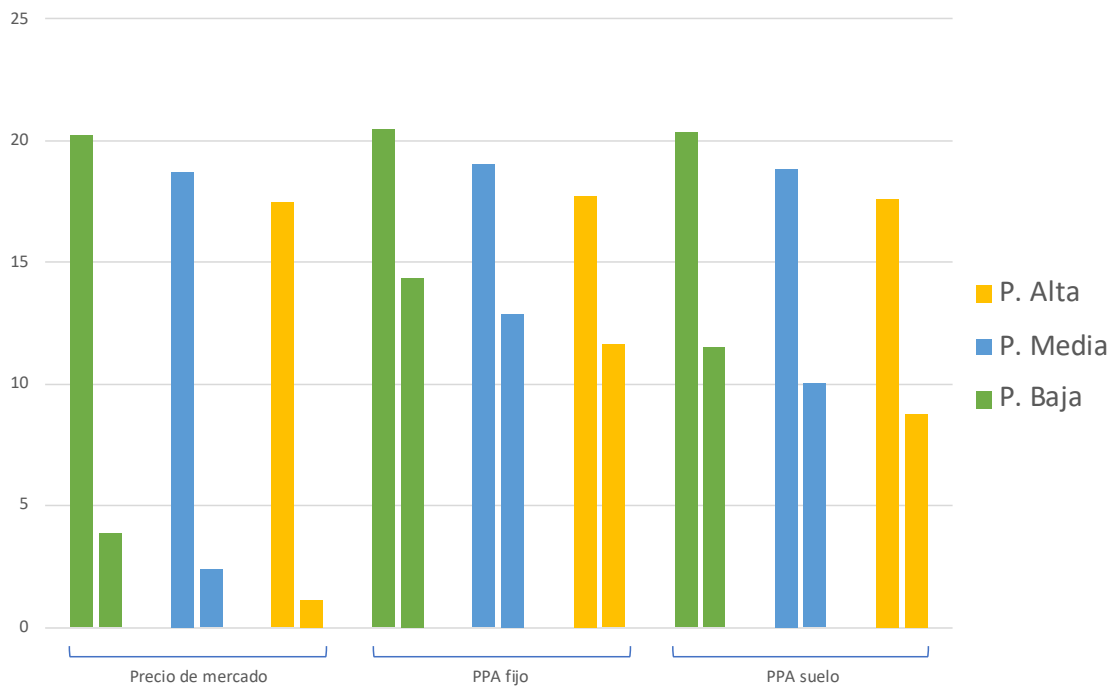


Ilustración 27 - Grafico resumen VAN Badajoz la variable color representa la participación

A continuación, se añaden las tablas relativas al coste actualizado:

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	17,66 M€	17,94 M€	17,79 M€	2,56 M€	12,3 M€	9,62 M€
Media	16,27 M€	16,55 M€	16,4 M€	1,17 M€	10,91 M€	8,23 M€
Alta	15,1 M€	15,37 M€	15,23 M€	0 M€	9,74 M€	7,06 M€

Tabla 61 - Tabla resumen del VAN en Salamanca con cote actualizado

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	22,96 M€	23,25 M€	23,1 M€	7,1 M€	17,33 M€	14,52 M€
Media	21,57 M€	21,86 M€	21,7 M€	5,71 M€	15,93 M€	13,12 M€
Alta	20,39 M€	20,68 M€	20,53 M€	4,54 M€	14,76 M€	11,95 M€

Tabla 62 - Tabla resumen del VAN en Ciudad Real con cote actualizado

Participación accionista	M. Alto	PPA fijo M. Alto	PPA suelo M. Alto	M. Bajo	PPA fijo M. Bajo	PPA suelo M. Bajo
Baja	26,33 M€	26,63 M€	26,47 M€	9,99 M€	20,53 M€	17,63 M€
Media	24,93 M€	25,23 M€	25,08 M€	8,6 M€	19,13 M€	16,24 M€
Alta	23,76 M€	24,06 M€	23,9 M€	7,43 M€	17,96 M€	15,06 M€

Tabla 63 - Tabla resumen del VAN en Badajoz con cote actualizado

En las tablas anteriores se muestran en rojo el valor de VAN que muestran en que proyectos no convendría participar. De base, de cara a la reducción de riesgos, no convendría entrar a ningún proyecto sin la firma de un contrato tipo PPA. Incluso tras la firma de contratos PPA al precio de 41,89 €/MW en el caso de precio fijo y 36,91 €/MW en caso del suelo con una reducción del 5%, algunos proyectos siguen sin ser rentables.

A continuación, se realiza un análisis de breakeven, en el que se tienen en cuenta los 25 años de vida del proyecto, y teniendo en cuenta que el PPA tiene una duración de contrato de 12 años. A partir de este análisis de breakeven se obtendrán los precios a los que se debería firmar un PPA tanto fijo como con suelo para hacer el VAN del proyecto cero. De esta forma, en caso de participar en un proyecto de estas características, se sabría el precio mínimo aceptable en la negociación del PPA.

Para las tablas a costes actuales:

CIUDAD	Participación accionista	Precio PPA suelo	Precio PPA fijo
SALAMANCA	Baja	40,99 €/MW	44,34 €/MW
	Media	41,67 €/MW	45,06 €/MW
	Alta	42,45 €/MW	45,77 €/MW
C. REAL	Baja	38,30 €/MW	41,74 €/MW
	Media	38,97 €/MW	42,35 €/MW
	Alta	39,72 €/MW	43,03 €/MW
BADAJOZ	Baja	36,72 €/MW	40,13 €/MW
	Media	37,38 €/MW	40,76 €/MW
	Alta	38,12 €/MW	41,43 €/MW

Tabla 64 - Análisis de breakeven para los costes actuales de mercado

Para los costes actualizados:

CIUDAD	Participación accionista	Precio PPA suelo	Precio PPA fijo
SALAMANCA	Baja	38,73 €/MW	40,76 €/MW
	Media	37,98 €/MW	41,36 €/MW
	Alta	38,73 €/MW	42,04 €/MW
C. REAL	Baja	34,81 €/MW	38,25 €/MW
	Media	35,46 €/MW	38,83 €/MW
	Alta	36,19 €/MW	39,49 €/MW
BADAJOZ	Baja	33,33 €/MW	36,77 €/MW
	Media	33,97 €/MW	37,34 €/MW
	Alta	34,69 €/MW	37,99 €/MW

Tabla 65 - Análisis de breakeven para los costes actualizados de mercado

Como se puede ver a través del análisis de breakeven, y comparando con los precios fijados en el mercado actualmente de las PPA (para PPA fijo entre 41 y 43€/MW), considerando los costes actuales de mercado, solo el caso de Ciudad Real con participación media del accionista para el PPA fijo y los dos casos críticos en Badajoz podrían ser susceptibles de conseguir en la negociación del PPA valores positivos o nulos del VAN. Esto muestra la criticidad de estos casos ya que en su mayoría no conseguirían ser económicamente viables. Al contrario que con el rango de costes actuales, si la evolución de costes es la esperada, en un año todos los proyectos serían viables si, a través de la negociación, se consiguen fijar precios para los PPA al nivel de los precios que actualmente se firman.

d. Análisis de resultados

Cabe destacar, a raíz de los resultados obtenidos para una senda favorable de precios los siguientes factores que a posteriori se analizarán en detalle:

- Los costes financieros aumentan con menor participación del accionista.
- Cuanta menor es la inversión, los resultados del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno son superior para el accionista.
- Con una senda de precios optimista, se obtienen resultados positivos para todas las localizaciones analizadas.
- Los resultados al comparar los dos tipos de PPA son claramente favorables al PPA fijo. A pesar de que en el caso mas optimista los resultados para el contrato PPA suelo son ligeramente superiores. La diferencia es mínima. Por el contrario, en el caso más pesimista se ve como claramente, un PPA a precio fijo obtiene de media un 20% más en beneficios.
- Cuando la senda de precios de mercado cae, los resultados del modelo, en el caso de no firmar un contrato tipo PPA resultan muy negativos. En general resultan en valores negativos de VAN excepto en Badajoz, donde los resultados obtenidos son muy pobres.

Al analizar las particularidades de los resultados en función de la localización.

SALAMANCA

Para este análisis se utilizará Salamanca como el caso base para comparar con el resto de las localizaciones. En Salamanca se obtiene los peores resultados. El mejor resultado obtenido es de 11,53 M€ en el caso de una senda de precios optimista y una baja participación del accionista. En el caso de una bajada de la senda de precios los resultados sin la firma de un contrato tipo PPA son muy negativos. Es por ello que no se recomienda la entrada en un proyecto en esta región sin el preacuerdo de un contrato tipo PPA.

CIUDAD REAL

En Ciudad Real se mejoran los resultados frente al caso anterior en un 45,96%. Esta mejora permite obtener 16,83 M€ de beneficios en el caso más positivo sin contrato tipo PPA. Además, al considerar una senda de precios de mercado pesimista, se consigue cruzar la barrera del VAN igual a 0 M€ para el caso de baja inversión del accionista sin la firma de contrato tipo PPA. De todas formas, no se recomienda la participación en un proyecto de esta localización sin la firma de un contrato tipo PPA.

BADAJEZ

Resulta ser la región más beneficiosa, como se esperaba a raíz del análisis de horas equivalentes. Frente a Salamanca, en el caso de una senda favorable de precios, los resultados mejoran en un 75,1%. Este beneficio permite que los resultados en caso de una caída en el precio de mercado sobrepasen en VAN igual a 0 M€ independientemente de la participación del accionista. De todas formas, los resultados son muy pobres, por lo que se recomienda buscar la firma de un contrato tipo PPA.

COMPARACIÓN INTERPROVINCIAL

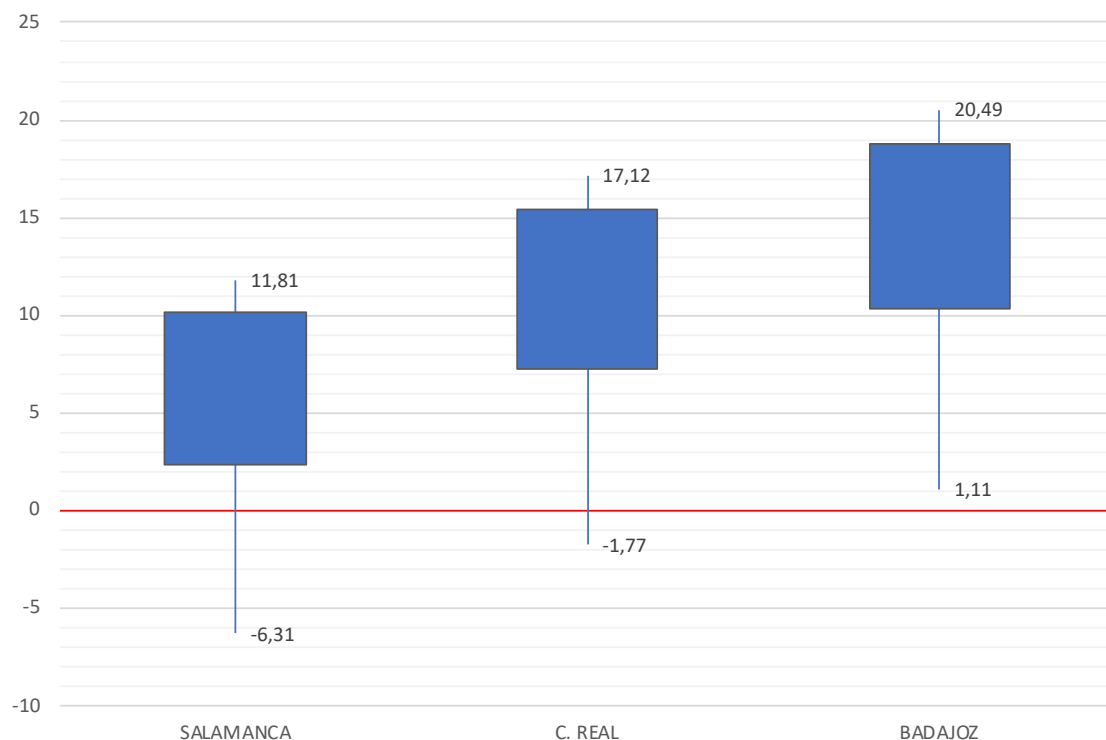


Ilustración 28 - Comparación interprovincial

Comparativamente, Badajoz es la provincia más recomendable para la instalación de una planta fotovoltaica como era de esperar debido al claro aumento de las horas equivalentes anuales que tendría la planta. Es por eso por lo que empresas como Iberdrola o Endesa están empezando a construir plantas de gran tamaño en esta provincia.

El caso de Iberdrola es especialmente llamativo puesto que va a construir una planta que en palabras de El confidencial²²: "La eléctrica vasca desarrollará un parque de más de 400MW (1.100 campos de fútbol de extensión) en Usagre (Badajoz) en alianza con los promotores locales de Ecoenergías del Guadiana".

RESULTADOS DE UNA ACTUALIZACIÓN EN LOS COSTES

Como era de esperar, una reducción en los costes se ve reflejada en una mejora en los beneficios obtenidos. Al comparar los beneficios por localidad encontramos un detalle interesante.

- Salamanca: 53,16% de mejora
- Ciudad Real: 36,4% de mejora
- Badajoz: 30,4% de mejora

A medida que aumentan las horas equivalentes, el efecto sobre los beneficios se difumina, puesto en los casos de bajas horas equivalentes, hay una elongación en los tiempos de pago de la deuda, lo que aumenta los costes de esta. A medida que aumentan los beneficios se reducen

²² (El confidencial, 2018)

los tiempos de pago de la deuda generando hasta el punto en el que el sistema tributario no te permite adelantar más esta deuda por tema impositivo. Este límite en la reducción de los tiempos de deuda produce que esta dilución del efecto sobre los beneficios también se vea reducida. De esta forma, mientras que de Salamanca a Ciudad Real el cambio es de un 53% a un 36%, de este último a Badajoz es únicamente de un 36% a un 30%.

9. CONCLUSIONES

La energía fotovoltaica es la energía de los próximos treinta años. Con la evolución del sistema eléctrico hacia una generación mayoritariamente limpia, las energías renovables esperan vivir un crecimiento exponencial en los próximos años. Dentro de este abanico de tecnologías limpias de generación, las más fuertes actualmente y en los próximos treinta años se espera que sean la energía eólica y la energía solar fotovoltaica. La primera, lleva cierta ventaja tecnológica hasta ahora lo que ha permitido alcanzar una estabilidad y un punto de madurez que ralentizará su crecimiento para los próximos años. La segunda, al contrario, está ahora en el momento clave: la caída en los costes de la tecnología fotovoltaica hasta el punto en el que se llega a rentabilizar la inversión en plantas de este tipo. Además, la progresión tanto en caída costes como en crecimiento de capacidad instalada se espera que continúe su evolución (inversamente proporcional la una a la otra) llegando según NEO (Bloomberg, 2018) a ser la principal tecnología a nivel de capacidad instalada y la segunda en cuanto a potencia generada para 2050. Esta bajada de los costes de las mismas ha ocasionado que los gobiernos a nivel global han reducido o incluso eliminado las subvenciones a estas tecnologías.

A falta de mecanismos de apoyo cobra mayor importancia realizar un análisis de viabilidad para estos proyectos y las alternativas que pueden dar estabilidad a los ingresos

Con estas perspectivas, las empresas energéticas se plantean la construcción de parques fotovoltaicos a lo largo todo el mundo.

a. Limitaciones del modelo

En este proyecto, se ha realizado el análisis de viabilidad de la instalación de una planta solar en España.

En primer lugar, se ha centrado el análisis en el territorio español. España es un territorio que cumple con muchas de las características principales de las que precisa un parque fotovoltaico. Características como la alta interconexión de la red, la gran cantidad de territorio llano deshabitado, y la gran cantidad de recurso solar son características principales para la consecución de un proyecto fotovoltaico exitoso. Además, al compararlo con otros países, España cuenta con un amplio rango de niveles de radiación, lo que permite evaluar los diferentes escenarios en función de la disponibilidad del recurso solar. Se han considerado únicamente tres localizaciones que son representativas de tres zonas diferenciadas con respecto al recurso solar y considerando que este valor únicamente afecta a las horas equivalentes de producción de la planta.

En segundo lugar, en este modelo se consideran únicamente tres sendas de precios de mercado. Con la alta penetración de las energías renovables en el mercado eléctrico nacional, se espera que los precios de mercado caigan drásticamente en los próximos años. Al encontrarnos en un escenario nuevo desde la creación del sector eléctrico, esta caída se presenta como una incógnita para el sector. Las proyecciones de precios tienen difícil acertar puesto que variables como la estabilidad geopolítica de los países productores de petróleo y gas, la nueva regulación medioambiental, las necesidades de estabilidad de la red de transporte (sobrecoste por flexibilidad) o la flexibilidad real de la demanda son variables muy

difíciles de fijar con exactitud y que afectan con bastante flexibilidad al precio de mercado. Por ejemplo, en 2018, las estimaciones daban a entender que el precio de mercado sería de unos 52€/MW, pero se ha alcanzado una media de 58€/MW por diferentes motivos como la subida del precio del Barril de Brent, el precio del carbón en el mercado API2 Rotterdam Coal Futures, el precio del Gas que alcanza el doble que el año anterior según el índice MIBGAS o el extra-coste por emisiones de CO₂. Es por eso por lo que habitualmente en este tipo de análisis se generan a través de miles de posibles curvas a las que se les asigna una probabilidad dependiendo de las variables que se consideren en el modelo. Una vez tienes un modelo robusto, se consiguen calcular diferentes precios para los que la firma de un contrato PPA es rentable de la forma mostrada en este análisis y finalmente se consigue un rango de precios con los que negociar a un índice de confianza. En este informe, se emplean tres sendas obtenidas a través de un análisis de los datos de NEO (Bloomberg, 2018) en el que se establecen diferentes escenarios de implementación de renovables. A pesar de esto, al comparar los precios obtenidos en este análisis de los contratos PPA (No se ha considerado la variación por Negociación. Se ha empleado el valor de beneficio mutuo) con los precios a los que se están firmando los últimos contratos en España resultan valores muy semejantes y ajustados.

En tercer lugar, por motivos de variabilidad de precios, en este informe se consideran sistemas móviles mono-eje. Tras llevar a cabo una investigación de cuál era la mejor alternativa considerando fundamentalmente la variable eficiencia-coste para los diferentes modelos (fijo, mono-eje y de doble eje), resultó que el mono-eje es la solución más adecuada para las regiones elegidas.

Por último, y continuando con la parte tecnológica, en este análisis se ha considerado una planta fotovoltaica simple. Con la necesidad de energía flexible por la alta integración de renovables en el mercado eléctrico, se está llevando a cabo una transición de las plantas fotovoltaicas hacia un sistema híbrido con baterías que permiten hacer la tecnología solar fotovoltaica más fiable y preparada para mercado. En ese caso, el problema alcanzaría una dimensión más puesto que la batería podría usarse de tres formas.

- La primera y más sencilla de evaluar, en la que la batería no tiene acceso a energía de la red y únicamente se carga y descarga a través de la energía producida por la planta. Este funcionamiento de la batería requeriría de un análisis de horas de sol perdidas por sobre-generación de energía frente a la demanda y en qué momentos introducirla. Finalmente, de este análisis obtendríamos un nuevo valor de las horas equivalentes mejorado frente al sistema sin baterías, pero también un aumento de los costes tanto de inversión como operacionales.
- El segundo modelo es aquel en el que el inversor de la batería esté conectado a la red y se cargue de esta. Este proyecto sería de más difícil evaluación puesto que las baterías funcionarían como almacenadores de energía. Comprando energía barata y vendiéndola a mayor precio, considerando que el rendimiento de la batería no es del 100%. Para este análisis, se deberían calcular dos flujos de cajas diferentes: Uno para la planta fotovoltaica y otro para el sistema de baterías y unirlos para calcular el beneficio total obtenido.

- Por último, encontramos un sistema híbrido, en el que las baterías tienen un doble inversor que permite tomar energía tanto de la red como de los paneles solares. En este caso, la batería tendría la doble función de mejorar los rendimientos de la planta fotovoltaica y de comprar y vender energía con la reserva excedente de la batería. Esto quiere decir que si en un momento de alta radiación solar y menor demanda, la batería empezaría a cargarse hasta que descienda la radiación o suba la demanda o se llene la batería. En el caso en que la batería no esté llena al 100%, el excedente de reserva podría emplearse para comprar y vender energía, recargando y vaciando la batería. Además, partes con la ventaja de que puedes recargar las baterías a precio de coste con los paneles, o en caso de que el precio de mercado sea inferior al precio de coste de la planta, tomar la energía de la red y venderla en el pico de demanda cuando el precio sea el más alto. Para el cálculo de este análisis se precisaría el dimensionamiento de las baterías, y la evolución de precios horarios.

En el último apartado de esta sección se comentarán una serie de ampliaciones posibles a este proyecto para futuros estudiantes a partir de las limitaciones expuestas. Además, al formar parte de la actualidad más reciente del sector energético, la ampliación de la evaluación llevada a cabo en este análisis puede ser de gran utilidad para las futuras carreras profesionales de los estudiantes.

b. Evaluación de los resultados

El problema que se analiza en este trabajo es la viabilidad de plantas fotovoltaicas en España a nivel técnico-económico. Para ello se evalúan diferentes localizaciones (Salamanca, C. Real y Badajoz) con diferentes sistemas de financiación en función de la participación de los accionistas y en función de una serie de ingresos dependientes del precio de mercado y de la firma de contratos tipo PPA para la reducción de riesgos. Se han obtenido los siguientes resultados:

- Sobre la financiación de proyectos, se ha comprobado que los costes financieros aumentan con menor participación del accionista, al mismo tiempo que se consiguen mejores tasas de retorno para el mismo.
- En función de la localización, se ha valorado cómo afectan las horas de utilización a la rentabilidad de los proyectos y cómo se podría mitigar este riesgo empleando contratos PPA:
 - En Salamanca se obtiene los peores resultados al tener menos horas de utilización. El mejor resultado obtenido es de 11,53 M€ en el caso de una senda de precios optimista y una baja participación del accionista. En el caso de una bajada de la senda de precios los resultados sin la firma de un contrato tipo PPA son muy negativos. Es por ello que no se recomienda la entrada en un proyecto en esta región sin el preacuerdo de un contrato tipo PPA.
 - En Ciudad Real se mejoran los resultados frente al caso anterior en un 45,96%. Esta mejora permite obtener 16,83 M€ de beneficios en el caso más positivo sin contrato tipo PPA. Además, al considerar una senda de precios de mercado pesimista, se consigue cruzar la barrera del VAN igual a 0 M€ para el caso de baja inversión del accionista sin la firma de contrato tipo PPA. De todas

formas, no se recomienda la participación en un proyecto de esta localización sin la firma de un contrato tipo PPA.

- Badajoz resulta ser la región más beneficiosa, como se esperaba a raíz del análisis de horas equivalentes. Frente a Salamanca, en el caso de una senda favorable de precios, los resultados mejoran en un 75,1%. Este beneficio permite que los resultados en caso de una caída en el precio de mercado sobrepasen en VAN igual a 0 M€ independientemente de la participación del accionista. De todas formas, los resultados son muy pobres, por lo que se recomienda buscar la firma de un contrato tipo PPA.
- Respecto al impacto de una reducción en los costes, se observa en todos los casos una mejora del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno para el accionista. Al comparar los beneficios por localidad encontramos un detalle interesante:
 - Salamanca: 53,16% de mejora
 - Ciudad Real: 36,4% de mejora
 - Badajoz: 30,4% de mejora

A medida que aumentan las horas equivalentes, el efecto sobre los beneficios se difumina, puesto en los casos de bajas horas equivalentes, hay una elongación en los tiempos de pago de la deuda, lo que aumenta los costes de esta. A medida que aumentan los beneficios se reducen los tiempos de pago de la deuda generando hasta el punto en el que el sistema tributario no te permite adelantar más esta deuda por tema impositivo. Este límite en la reducción de los tiempos de deuda produce que esta dilución del efecto sobre los beneficios también se vea reducida. De esta forma, mientras que de Salamanca a Ciudad Real el cambio es de un 53% a un 36%, de este último a Badajoz es únicamente de un 36% a un 30%.

- Las recomendaciones sobre la firma de contratos PPA, podrían resumirse en:
 - La firma de contratos PPA suponen peores resultados que el caso más optimista de precios. Es decir, reducen en mayor medida el riesgo en caso de una caída drástica de los precios del mercado, a cambio de la reducción de en los casos de precios más favorables. Si hay una expectativa de precios al alza, los resultados para el contrato PPA suelo son ligeramente superiores.
 - En el conjunto de todos los escenarios, comparando los dos contratos PPA, resulta mucho más beneficioso el PPA a valor fijo. A pesar de obtener resultados ligeramente peores en el modelo optimista, en el caso más pesimista, los resultados resultan un 20% mejores que a través de un PPA suelo, gracias a la reducción de riesgos que lleva implícito.
 - A partir del análisis de breakeven se han obtenido los precios a los que se debería firmar un PPA tanto fijo como con suelo para hacer el VAN del proyecto cero. De esta forma, en caso de participar en un proyecto de estas características, se sabría el precio mínimo que precisa el proyecto para dar beneficio. A partir de este precio y en función de las rentabilidades mínimas exigidas por el promotor podría calcularse con el modelo desarrollado el precio al que el promotor estaría dispuesto a firmar un PPA.

A partir de estos resultados, quedaría por último cerrar las conclusiones destacando las ideas claves obtenidas durante la realización de este proyecto.

- La tecnología fotovoltaica ya es rentable. A través de sistemas de reducción de riesgos y de una buena planificación en cuanto a equipo y localización entre otros, se pueden asegurar beneficios a medio y largo plazo.
- La localización es uno de los factores clave, representado matemáticamente por las horas equivalentes. Un ligero aumento en las horas equivalentes consigue un incremento representativo en los beneficios del proyecto.
- Los contratos tipo PPA son claves para la obtención de resultados positivos a medio y largo plazo y como sistema de reducción de riesgos. Entre los tipos de contrato analizados, los contratos a tipo fijo muestran mejores resultados, especialmente en situaciones pesimistas.
- La estructura de financiación puede influir en acometer una inversión o no. Hay casos en los que hay que recurrir a más financiación y a un incremento del riesgo para hacer el proyecto atractivo al inversor.
- La tecnología fotovoltaica tiene largo recorrido. Esta tecnología tiene margen para reducir el CAPEX y el OPEX y se espera que en el corto y medio plazo se produzca una gran inversión en ella. Esto generará avances que se verán reflejados en una reducción de los costes y en un aumento de las horas equivalentes.

c. Mejoras del proyecto de cara a futuro

Basándose en los diferentes puntos del primer apartado de este capítulo de conclusiones sobre las limitaciones del proyecto, se propondrán una serie de mejoras o de posibles futuros trabajos para alumnos de Máster, con el fin de que se pueda profundizar en el interesante mundo del análisis de viabilidad de plantas fotovoltaicas.

En primer lugar, y dado que en este proyecto se ha tratado de manera global la parte técnica de una planta fotovoltaica, de cara a un futuro proyecto, se propone incidir con más fuerza en los diseños de la planta fotovoltaica. Desde el análisis del terreno y el posicionamiento de los paneles, hasta la selección de su tipo y la implementación de los diferentes sistemas de conexión a red. De esta forma, el proyecto adquiriría una visión más cercana a aquella que las empresas tienen sobre los análisis de viabilidad de proyectos fotovoltaicos.

En segundo lugar, se propone incrementar el rango de localizaciones posibles. En este punto, nos encontramos con dos opciones:

- Una primera opción puede ser a partir de la geografía y la disponibilidad de recurso solar de diferentes países, obtener un mapa de calor como el mostrado anteriormente en este informe de una región mayor (Como podría ser Europa), y hacer un análisis de viabilidad para un territorio mayor.
- La segunda opción, es mantener como territorio la península Ibérica, pero aumentar el número de zonas a analizar, de tal forma que no se extrapole - como se hace en este

informe - los datos de un punto del mapa a otro que comparte sección de disponibilidad de recurso en el mapa de calor.

Otra de las ampliaciones que se pueden hacer a este proyecto, sería la evaluación de sendas de precios de mercado a futuro. Para esto se deben tomar una serie de fuentes en función de una lista extensa de datos (Entre los que se incluyen datos como precio del Barril de Brent, precio del Gas, precio del Carbón, Capacidad instalada anual, LCOE de las tecnologías, etc.) y a partir de estos datos establecer una serie de escenarios con su probabilidad asociada. Puede ser interesante añadir estos resultados al modelo de este proyecto para evaluar si los resultados siguen siendo robustos.

Por último, se propone el análisis de la inclusión de baterías en el parque fotovoltaico. Para este análisis habría que establecer primero los rangos de funcionamiento de las baterías y el dimensionado de los sistemas.

El mundo de la energía está cambiando, impulsado por las restricciones medioambientales y la escasez de recursos tradicionales, hacia medios de producción más respetuosos, las energías renovables. Este cambio ha venido hasta ahora liderado por las centrales eólicas y, a partir de ahora, con la reducción del coste de la tecnología fotovoltaica, también de las centrales solares. Las empresas productoras deberán llevar a cabo análisis de viabilidad similares al que se ha llevado a cabo en este informe para intentar sacar una rentabilidad razonable para sus accionistas a las nuevas centrales de generación. En este marco, este Trabajo de fin de master busca llevar a cabo una visión de cómo llevar a cabo estos análisis y de qué medidas tomar al respecto.

Bibliografía

- AENOR. (s.f.). *UNE-EN 62446:2011*. Recuperado el 2018, de <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?c=N0046677>
- Bloomberg. (2018). *New Energy Outlook 2018*.
- El confidencial. (14 de 03 de 2018). *El confidencial*. Obtenido de https://www.elconfidencial.com/empresas/2018-03-14/iberdrola-fotovoltaico-extremadura-badajoz-solar-renovables_1533843/
- European comission. (2017). *PV Status Report 2017*.
- European comission. (s.f.). *Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps*. Obtenido de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>
- Gobierno de España. (s.f.). *Ley 21/2013*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913>
- Gobierno de españa. (s.f.). *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>
- Gobierno de España. (s.f.). *Real Decreto 1110/2007*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2007-16478>
- Gobierno de España. (s.f.). *Real Decreto 1627/1997*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-1997-22614>
- Gobierno de España. (s.f.). *Real Decreto 1995/2000*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>
- Gobierno de España. (s.f.). *Real Decreto 413/2014*. Recuperado el 2018, de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2014-6123>
- Gómez, S. (s.f.). *Magnus comodities*. Obtenido de <https://www.magnuscmd.com/es/el-fenomeno-del-ppa/>
- International Finance corporation. (s.f.). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants*.
- IRENA. (2017). *Renewable Power Generation costs in 2017*.
- MINISTERIO DE ENERGÍA, TURISMO Y AGENDA DIGITAL, Gobierno de España. (2017). *BOLETIN OFICIAL DEL ESTADO-Resultado subastas de energía*.
- NREL. (s.f.). *PV Project Finance in the United States, 2017*.
- World Business Council for Sustainable Development (WBCSD), Norton Rose Fulbright and EY. (s.f.). *'Corporate Renewable Power Purchase Agreements: Scaling up Globally'*.

ANEXO 1: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN SALAMANCA

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 41°15'9" North, 5°38'41" West, Elevation: 884 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 9.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%

Combined PV system losses: 16.0%

Fixed system: inclination=35°, orientation=-1° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	2.82	87.4	3.13	97.2
Feb	4.06	114	4.57	128
Mar	4.86	151	5.67	176
Apr	4.86	146	5.78	174
May	5.22	162	6.32	196
Jun	5.66	170	6.97	209
Jul	5.99	186	7.51	233
Aug	5.83	181	7.29	226
Sep	5.26	158	6.42	192
Oct	4.29	133	5.06	157
Nov	3.19	95.8	3.61	108
Dec	2.72	84.4	3.03	93.9
Yearly average	4.57	139	5.45	166
Total for year		1670		1990

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.44	107	3.87	120
Feb	5.08	142	5.75	161
Mar	6.20	192	7.23	224
Apr	6.38	191	7.52	226
May	7.25	225	8.65	268
Jun	8.21	246	9.93	298
Jul	8.76	271	10.80	334
Aug	8.07	250	9.95	308
Sep	6.88	206	8.34	250
Oct	5.37	167	6.35	197
Nov	3.92	118	4.46	134
Dec	3.35	104	3.76	117
Yearly average	6.08	185	7.22	220
Total for year		2220		2640

Inclined axis tracking system optimal inclination=38°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.34	104	3.72	115
Feb	5.04	141	5.68	159
Mar	6.28	195	7.33	227
Apr	6.48	194	7.67	230
May	7.30	226	8.73	271
Jun	8.20	246	9.93	298
Jul	8.81	273	10.90	337
Aug	8.22	255	10.20	315
Sep	7.00	210	8.49	255
Oct	5.37	167	6.34	196
Nov	3.82	115	4.32	130
Dec	3.23	100.0	3.59	111
Yearly average	6.10	185	7.15	217
Total for year		2230		2610

2-axis tracking system				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.51	109	3.95	123
Feb	5.17	145	5.85	164
Mar	6.29	195	7.35	228
Apr	6.53	196	7.73	232
May	7.53	233	9.05	280
Jun	8.61	258	10.50	315
Jul	9.17	284	11.40	353
Aug	8.33	258	10.30	320
Sep	7.00	210	8.50	255
Oct	5.45	169	6.44	200
Nov	3.99	120	4.54	136
Dec	3.44	107	3.87	120
Yearly average	6.26	190	7.47	227
Total for year		2280		2720

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

ANEXO 2: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN CIUDAD REAL

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 39°7'36" North, 4°8'42" West, Elevation: 832 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 10.2% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%

Combined PV system losses: 16.9%

Fixed system: inclination=35°, orientation=0° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.15	97.8	3.54	110
Feb	4.32	121	4.89	137
Mar	5.00	155	5.88	182
Apr	4.98	149	5.98	179
May	5.28	164	6.47	200
Jun	5.71	171	7.12	214
Jul	5.92	184	7.55	234
Aug	5.79	179	7.36	228
Sep	5.20	156	6.43	193
Oct	4.57	142	5.47	169
Nov	3.63	109	4.16	125
Dec	3.10	96.0	3.49	108
Yearly average	4.72	144	5.70	173
Total for year	1720		2080	

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.88	120	4.39	136
Feb	5.42	152	6.17	173
Mar	6.40	198	7.50	233
Apr	6.60	198	7.85	236
May	7.42	230	8.94	277
Jun	8.40	252	10.30	309
Jul	8.72	270	10.90	339
Aug	8.02	249	10.10	312
Sep	6.79	204	8.35	250
Oct	5.75	178	6.89	214
Nov	4.51	135	5.20	156
Dec	3.82	119	4.34	135
Yearly average	6.32	192	7.59	231
Total for year	2310		2770	

Inclined axis tracking system optimal inclination=37°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.78	117	4.24	131
Feb	5.39	151	6.12	171
Mar	6.49	201	7.63	236
Apr	6.72	202	8.02	241
May	7.47	232	9.04	280
Jun	8.40	252	10.30	309
Jul	8.78	272	11.00	342
Aug	8.18	254	10.30	319
Sep	6.92	208	8.52	256
Oct	5.77	179	6.90	214
Nov	4.42	133	5.06	152
Dec	3.69	114	4.15	129
Yearly average	6.34	193	7.52	229
Total for year	2310		2740	

2-axis tracking system				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.97	123	4.51	140
Feb	5.52	155	6.29	176
Mar	6.50	202	7.64	237
Apr	6.77	203	8.09	243
May	7.72	239	9.38	291
Jun	8.85	265	10.90	328
Jul	9.17	284	11.60	359
Aug	8.30	257	10.50	324
Sep	6.92	208	8.52	256
Oct	5.85	181	7.00	217
Nov	4.63	139	5.34	160
Dec	3.94	122	4.48	139
Yearly average	6.52	198	7.86	239
Total for year	2380		2870	

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

ANEXO 3: ANÁLISIS DEL RECURSO SOLAR EN BADAJOZ

Performance of Grid-connected PV

NOTE: before using these calculations for anything serious, you should read [\[this\]](#)

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 38°34'30" North, 6°50'12" West, Elevation: 422 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 11.3% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.6%

Other losses (cables, inverter etc.): 5.0%

Combined PV system losses: 18.0%

Fixed system: inclination=34°, orientation=0° (optimum)				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.30	102	3.77	117
Feb	4.29	120	4.96	139
Mar	5.00	155	5.97	185
Apr	4.93	148	6.00	180
May	5.29	164	6.55	203
Jun	5.60	168	7.06	212
Jul	5.89	183	7.56	234
Aug	5.72	177	7.36	228
Sep	5.09	153	6.38	191
Oct	4.52	140	5.50	171
Nov	3.66	110	4.29	129
Dec	3.16	98.0	3.63	112
Yearly average	4.71	143	5.76	175
Total for year		1720		2100

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	4.09	127	4.76	148
Feb	5.42	152	6.32	177
Mar	6.46	200	7.74	240
Apr	6.61	198	7.99	240
May	7.52	233	9.18	285
Jun	8.46	254	10.50	315
Jul	8.91	276	11.30	349
Aug	8.23	255	10.50	324
Sep	6.77	203	8.45	253
Oct	5.77	179	7.06	219
Nov	4.61	138	5.47	164
Dec	3.97	123	4.62	143
Yearly average	6.41	195	7.82	238
Total for year		2340		2860

Inclined axis tracking system optimal inclination=36°				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	3.97	123	4.57	142
Feb	5.38	151	6.24	175
Mar	6.56	203	7.87	244
Apr	6.75	202	8.19	246
May	7.60	236	9.32	289
Jun	8.49	255	10.50	316
Jul	9.01	279	11.40	354
Aug	8.42	261	10.70	333
Sep	6.91	207	8.65	259
Oct	5.78	179	7.06	219
Nov	4.51	135	5.30	159
Dec	3.81	118	4.39	136
Yearly average	6.44	196	7.77	236
Total for year		2350		2830

2-axis tracking system				
Month	E_d	E_m	H_d	H_m
Jan	4.18	130	4.88	151
Feb	5.51	154	6.43	180
Mar	6.57	204	7.89	245
Apr	6.80	204	8.25	248
May	7.84	243	9.66	300
Jun	8.92	268	11.20	335
Jul	9.39	291	12.00	371
Aug	8.54	265	10.90	338
Sep	6.92	207	8.65	259
Oct	5.86	182	7.18	223
Nov	4.71	141	5.61	168
Dec	4.07	126	4.76	148
Yearly average	6.62	201	8.13	247
Total for year		2410		2970

E_d : Average daily electricity production from the given system (kWh)

E_m : Average monthly electricity production from the given system (kWh)

H_d : Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

H_m : Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

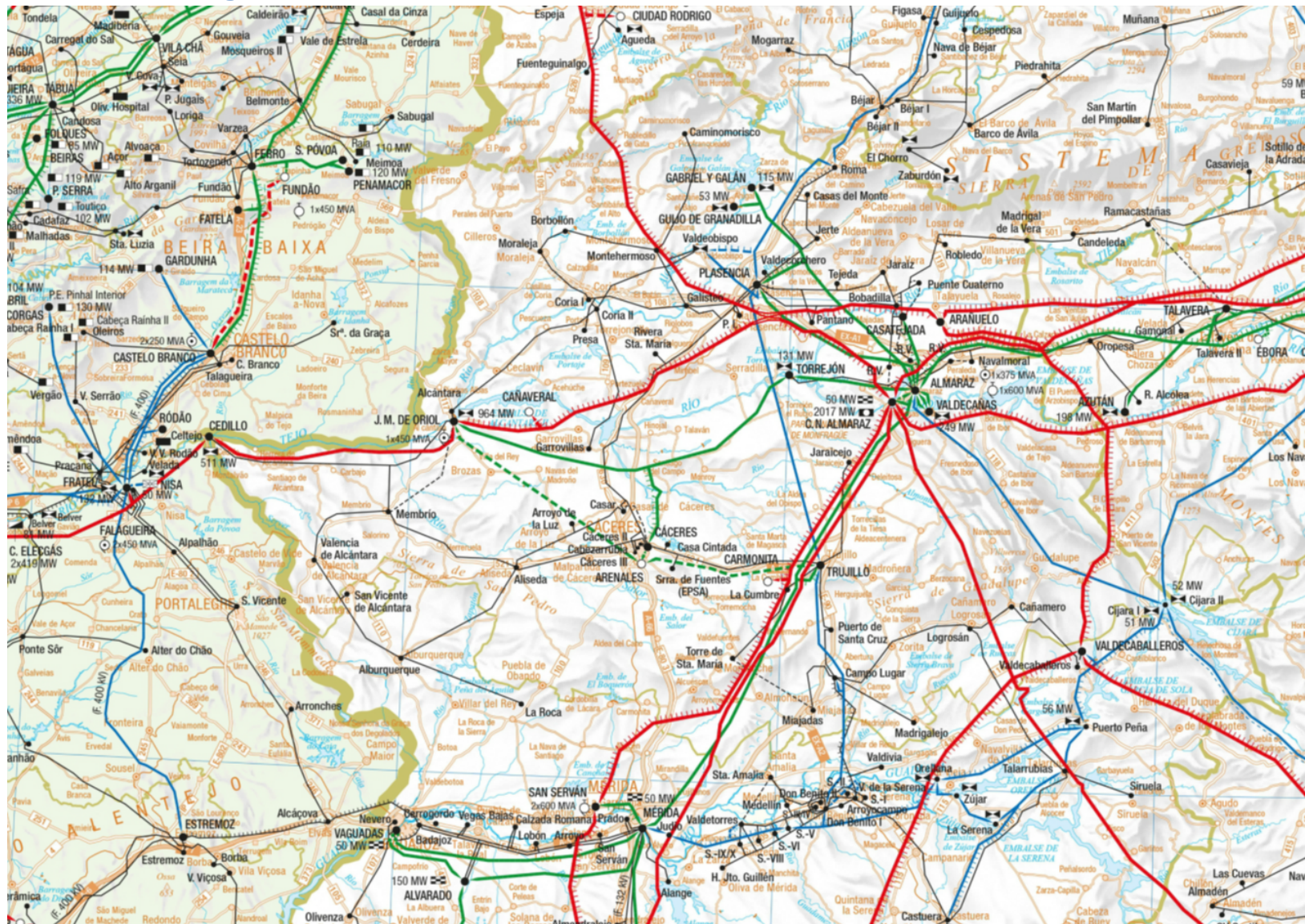
ANEXO 4: PLANOS DE RED DE TRANSPORTE



a. Sector 07: Galicia, Portugal y Castilla y León



b. Sector 12: Portugal, Extremadura



c. Sector 13: Madrid y Castilla la Mancha



d. Sector 17: Portugal, Extremadura, Castilla la Mancha y Andalucía



ANEXO 5: TABLAS DE DATOS

CIUDAD	HORAS
SALAMANCA	1692,31
C. REAL	1776,92
BADAJOS	1830,77

Tabla 66 - Horas equivalentes

CASO	ELEMENTO	UNIDAD	DATO
NEO actualizado	BoP	M€	14,61
NEO	BoP	M€	15,63
NEO actualizado	EPC	M€	19,17
NEO	EPC	M€	20,50
NEO actualizado	Inversor	M€	4,68
NEO	Inversor	M€	5,00
NEO actualizado	Modulos	M€/m2	3,17E-05
NEO	Modulos	M€/m2	3,39E-05
NEO actualizado	OPEX	M€	0,75
NEO	OPEX	M€	0,80
NEO actualizado	Otros	M€	9,54
NEO	Otros	M€	10,20

Tabla 67 - Costes

CASO	ELEMENTO	DATO
D/E	High	44,50%
D/E	Mid	50,90%
D/E	Low	66,67%
Interés	High	5,25%
Interés	Mid	4,25%
Interés	Low	3,50%
RCSD objetivo	High	1,33
RCSD objetivo	Mid	1,3
RCSD objetivo	Low	1,25
TAX	High	4,87%
TAX	Mid	4,87%
TAX	Low	4,87%

Tabla 68 - Financiación

CASO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
MERCADO	53,26	51,30	50,96	47,63	34,80	28,08	27,30	26,50	25,42	24,45	23,64	22,86	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47
PPA FIX	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47
PPA SUELO	47,93	46,17	45,86	42,87	36,91	36,91	36,91	36,91	36,91	36,91	36,91	36,91	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47

Tabla 69 - Precio de venta

ANEXO 6: MODELO EMPLEADO

Planta PV
Datos en M€

Inversión	Total	2017	2018
Modulos	24,40	12,20	12,20
EPC	19,11	9,58	9,58
Inversor	4,68	2,34	2,34
BaP	14,61	7,31	7,31
Otros	9,54	4,77	4,77
Total	72,40	36,20	36,20

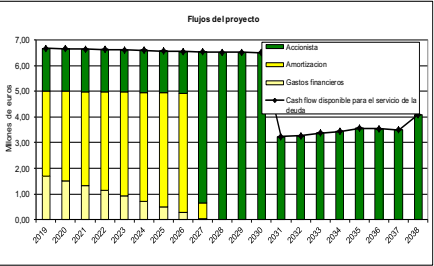
Area	769230,77 m2
Coste por area	3,17E-05 M€/m2
Potencia unitaria	0,00 MW/m2
Potencia total	100,00 MW
Iheq	1830,77 h
Producción anual	183076,92 MWh

RCSO objetivo	1,33
TAX	4,87%
Interés	5,25%
Préstamo DS	32 M€
Equity	40 M€
D/E	44,50%

WACC	3,00%
Ciudad	Badajoz
Coste	NEO actualizado
Financiación	High
Precio venta	PPA fix
INC CPEX	1%

IRR	4,34%
VAN	7,12 M€
Deuda final	0,00 M€
Coste financie	8,17 M€
Coste deuda II	40,39 M€

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Ingresos																						
Venta de electricidad			7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	7,67	4,25	4,28	4,41	4,48	4,62	4,61	4,57	5,21
Volumen anual			183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92	183076,92
Precio			41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	41,89	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47
Costes (OyM y otros)			0,75	0,76	0,76	0,77	0,78	0,79	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,89	0,90
EBITDA			6,92	6,91	6,91	6,90	6,89	6,88	6,87	6,87	6,86	6,85	6,84	6,83	3,40	3,43	3,55	3,61	3,75	3,73	3,67	4,31
Gastos financieros			1,69	1,52	1,33	1,14	0,94	0,73	0,51	0,28	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Beneficio			5,23	5,40	5,57	5,76	5,95	6,15	6,37	6,59	6,83	6,85	6,84	6,83	3,40	3,43	3,55	3,61	3,75	3,73	3,67	4,31
RCSO objetivo			1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
RCSO real			1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	10,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TAX			0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	0,33	0,33	0,33	0,33	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,18	0,21
Cash flow disponible para el servicio de la deuda			6,67	6,65	6,63	6,62	6,60	6,58	6,56	6,55	6,53	6,52	6,51	6,50	3,24	3,26	3,38	3,44	3,56	3,54	3,50	4,10
Deuda Senior																						
Deuda inicial			32,22	28,90	25,41	21,76	17,93	13,90	9,68	5,26	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortizacion			3,32	3,48	3,65	3,83	4,02	4,22	4,43	4,65	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Deuda final			28,90	25,41	21,76	17,93	13,90	9,68	5,26	0,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Accionista	-20,09018137	-20,09018137	1,65	1,65	1,65	1,64	1,64	1,63	1,63	1,62	5,88	6,52	6,51	6,50	3,24	3,26	3,38	3,44	3,56	3,54	3,50	4,10



ANEXO 7: MODELO PARA CÁLCULO DEL PPA

var 1	41,89
var 2	36,91

Años PPA fix	12
Años PPA suelo	12
Precios	Low

Calculo fijo

Calculo suelo

sin inflacion																				
año	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00	8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00	18,00	19,00	20,00
Mercado	53,26	51,3	50,96	47,63	34,8	28,08	27,3	26,5	25,42	24,45	23,64	22,86	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47
PPA fix	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	41,8871567	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47
PPA suelo	47,934	46,17	45,864	42,867	36,9083247	36,9083247	36,9083247	36,9083247	36,9083247	36,9083247	36,9083247	36,9083247	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47

calculo	tasa		3,50%																	
Mercado	51,46	47,89	45,96	41,51	29,30	22,84	21,46	20,12	18,65	17,33	16,19	15,13	14,83	14,45	14,37	14,12	14,07	13,56	12,98	14,31
PPA fix	40,47	39,10	37,78	36,50	35,27	34,08	32,92	31,81	30,73	29,69	28,69	27,72	14,83	14,45	14,37	14,12	14,07	13,56	12,98	14,31
PPA suelo	46,31	43,10	41,37	37,36	31,08	30,02	29,01	28,03	27,08	26,17	25,28	24,43	14,83	14,45	14,37	14,12	14,07	13,56	12,98	14,31

10,99	8,79	8,18	5,00	-5,97	-11,23	-11,47	-11,69	-12,08	-12,36	-12,50	-12,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5,15	4,79	4,60	4,15	-1,78	-7,18	-7,55	-7,90	-8,43	-8,83	-9,09	-9,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Suma	-56,92
Suma	-41,38

High	57,74	55,84	55,75	52,66	40,59	34,65	34,21	33,47	32,27	31,18	30,3	29,43	29,99	30,47	31,37	31,83	32,55	32,31	31,92	35,49
Med	54,53	52,6	52,29	49	36,35	29,83	29,06	28,27	27,13	26,13	25,27	24,45	24,75	24,95	25,63	26	26,74	26,65	26,37	29,9
Low	53,26	51,3	50,96	47,63	34,8	28,08	27,3	26,5	25,42	24,45	23,64	22,86	23,19	23,39	24,08	24,48	25,25	25,19	24,96	28,47

ANEXO 8: CRONOGRAMA

TAREAS	SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE				ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4				
INICIO DEL PROYECTO																																				
REUNIONES																																				
PROJECT PLANNING																																				
BUSROCKACY																																				
RESEARCH																																				
TECHNOLOGY RESEARCH																																				
PPA SYSTEM RESEARCH																																				
COST RESEARCH																																				
FINANCING SYSTEMS RESEARCH																																				
CONSTRUCCION DEL MODELO																																				
ESTUDIO Y LISTADO DE ELEMENTOS PARA EL ANALISIS DE SENSIBILIDAD																																				
CALCULO DE HORAS EQUIVALENTES																																				
CALCULO DE PROSPECTIVA DE PRECIO DE MERCADO																																				
CALCULO DE LOS PPA																																				
CALCULO DE LOS COSTES DE MERCADO																																				
CALCULO DE LOS METODOS DE FINANCIACION																																				
EMPLEO DEL MODELO																																				
ANALISIS DE LOS RESULTADOS																																				
CONCLUSIONES																																				
REDACCION																																				
CONSTRUCCION PPT																																				
REVISION																																				
FIN DEL PROYECTO																																				