



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN LOS PERDIGONES (GALÁPAGOS, GUADALAJARA)

Autor: Fernando Torija Valle

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN LOS PERDIGONES (GALÁPAGOS, GUADALAJARA)

Autor: Fernando Torija Valle

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR EN LOS PERDIGONES (GALÁPAGOS, GUADALAJARA)

Autor: Torija Valle, Fernando

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio

RESUMEN DEL PROYECTO

Se analiza la viabilidad de una planta fotovoltaica en Galápagos, Guadalajara. En el apartado técnico se realiza el diseño de la planta, que contará con una capacidad de producción máxima de 6,13 MW, y en el económico se determina la rentabilidad de ésta considerando inversión y flujos de caja anuales. Se determina que la instalación de una planta fotovoltaica en este pueblo es técnicamente posible y resulta económicamente viable, aunque la situación económica actual disminuye su rentabilidad.

Palabras clave: Galápagos, Guadalajara, fotovoltaico, viabilidad, tecnológico, económico, rentabilidad, diseño

1. Introducción

En el proceso de la transición energética hay diversos tipos de energías que juegan un papel protagonista. La energía solar fotovoltaica es una de las llamadas a ser uno de los actores principales. Prueba de ello es el fuerte crecimiento que ha tenido tanto a nivel mundial como a nivel nacional. Según un estudio publicado por Statista en 2023, en España, entre 2018 y 2021, se produjo un incremento del 360% en la generación de energía fotovoltaica.

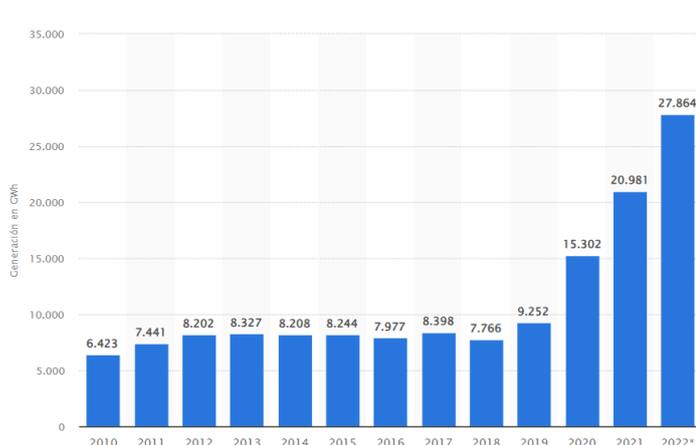


Figura 1: Generación fotovoltaica en España 2010-2022. Extraído de Statista ([Energía solar fotovoltaica: generación anual en España 2010-2022 | Statista](#))

El crecimiento de la generación implica que está aumentando el número de plantas que se instalan en distintas regiones del mundo. España en concreto es un país con muchas horas de sol a lo largo del año, lo que lo hace idóneo para este tipo de instalaciones. En el proyecto se estudiará la viabilidad técnica y económica de la creación de una planta en la región de Guadalajara, concretamente en un pueblo llamado Galápagos.

2. Análisis técnico

El objetivo de este análisis es determinar si, desde un punto de vista puramente técnico, es posible instalara una planta fotovoltaica en el terreno escogido. Se trata de un terreno agrario con una pendiente lo suficientemente baja, aunque no ideal. La superficie total es de algo más de 11 hectáreas, lo que permite instalar una potencia de unos 6 MW usando los módulos escogidos.

Se distribuyen paneles de 565W en strings de 23 paneles en serie. Se consigue por tanto una potencia de 6,13 MW. Estos strings se conectan a cajas de conexiones que admiten 12 entradas. Desde dichas cajas se realiza la conexión con el inversor de la planta. Este tiene una potencia nominal de 5000 kVA (aproximadamente el 80% de la potencia máxima de la planta). A continuación, se pasa a media tensión a través de 2 transformadores de 2500 kVA. Ya en media tensión se evacúa la energía hacia una subestación transformadora cercana.

A modo de resumen, el diseño resultante tiene las siguientes características:

Número de paneles	10 858
Paneles por string	23
Número de cajas de conexiones	40
Número de inversores	1
Número de transformadores	2

Tabla 1: Resumen de diseño técnico

Es necesario determinar si el diseño que se ha llevado a cabo es económicamente viable.

3. Análisis económico

De cara a determinar la viabilidad económica del proyecto se usan 3 indicadores: VAN (valor actual neto), ROI (return on investment) y TIR (tasa interna de retorno).

Se comienza determinando la inversión inicial necesaria sin considerar seguidores solares:

Aparamenta	2 656 440 €
Terrenos	115 000 €
Mano de obra	307 200 €
Total	3 078 640 €

Adicionalmente, se estiman los costes e ingresos anuales. Los costes se estiman en 4 €/kW en concepto de mantenimiento, lo que hace un total de 24520 € anuales (cuando se analice el caso con seguidores, este coste se duplicará). Los ingresos se estiman en base a la predicción de PVGIS con un precio de 50 €/MWh (se opta por coger un precio razonable e ignorar los elevados precios que se están dando en la actualidad. Aun así, es importante destacar que estimar el precio de la electricidad es muy complejo y escapa al alcance de este proyecto). La degradación estimada de los paneles será del 0,5% anual.

Tomando un interés del 6%, se obtienen los siguientes resultados:

VAN	2 769 525 €
ROI	344,50 %
TIR	14,41%

A partir de estas métricas, correspondientes al caso sin seguidores solares, se determina la inversión máxima que se podría hacer en estos, llegando a un precio de 164 €/panel. Este parece un precio máximo razonable. Se calcula el VAN para distintos precios:

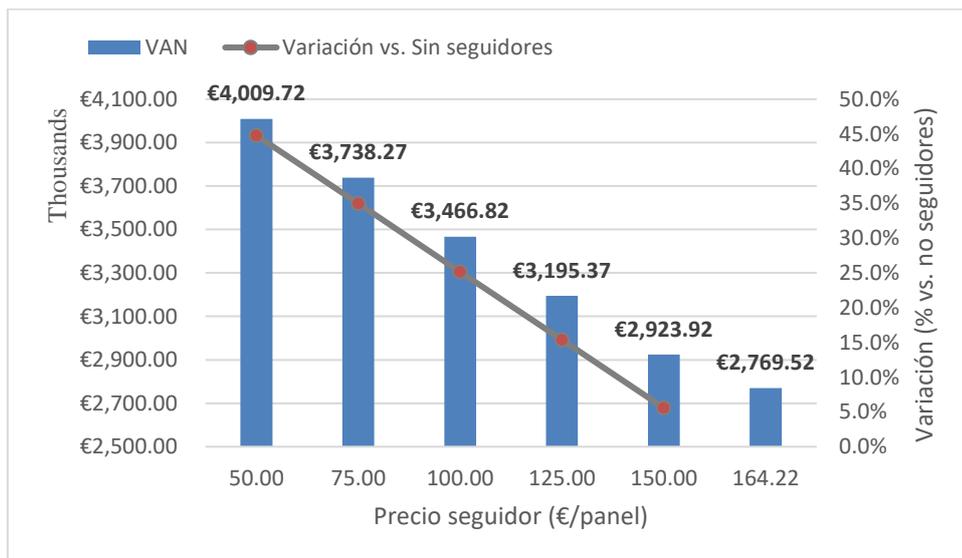


Figura 2: VAN para distintos precios de seguidores solares

El precio de 50 €/panel es el correspondiente a una planta a gran escala y construida por una gran empresa, por lo que no es alcanzable, pero sí que es realista estimar precios menores al máximo obtenido.

Se analiza también el VAN que se obtendría con un interés del 3.50% y se observa que habría un incremento del 75% en el caso sin seguidores.

4. Conclusiones

Se concluye que el proyecto es viable tanto a nivel técnico como a nivel económico.

Se diseña una planta de 6,13 MW usando 10858 paneles monocristalinos bifaciales de 565 W. Se instalan 1 inversor para toda la planta (con una potencia nominal equivalente al c.80% de la potencia máxima de la planta), y se evacúa la energía a través de 2 transformadores de 2500 kVA cada uno.

A nivel económico, para el caso sin seguidores, se obtienen un VAN de 2,8 M€, un ROI del 344,50% y una TIR del 14,41% (vs. una tasa de interés del 6%). Se ve también que la instalación de seguidores es rentable hasta una inversión máxima de 164 €/panel. El proyecto es por tanto rentable. Se ha visto que, si bien es rentable, el clima económico actual no es el idóneo, pudiendo obtenerse una mejora del VAN de hasta el 75% si se invirtiera en otro momento.

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF A SOLAR PLANT IN LOS PERDIGONES (GALÁPAGOS, GUADALAJARA)

Author: Torija Valle, Fernando

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio

ABSTRACT

The viability of the installation of a solar plant in Galápagos (Guadalajara) is analyzed. In the technical section, the plant's design is done. The production capacity will be 6,13 MW. In the economic section, feasibility is determined considering investment and annual cash flows. The conclusion is that building a solar plant in this village is technically possible and economically feasible, although the current economic situation reduces profitability.

Keywords: Galápagos, Guadalajara, photovoltaic, feasibility, technological, economical, profitability, design

1. Introduction

There are various types of energies which play a crucial role in energy transition. Photovoltaic energy is one of the main players. Proof of this is the strong growth it has experienced both globally and nationally. According to a study published by Statista in 2023, in Spain, between 2018 and 2021, there was a 360% increase in photovoltaic power generation.

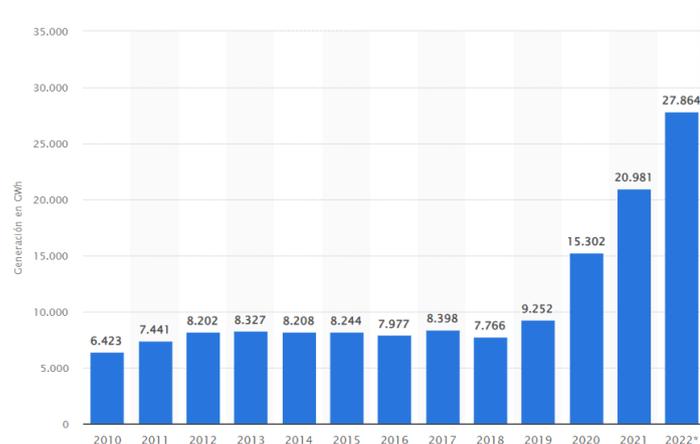


Figure 1: Photovoltaic power generation in Spain 2010-2022. Extracted from Statista ([Energía solar fotovoltaica: generación anual en España 2010-2022 | Statista](#))

The growth in generation means that the number of plants being installed in different regions of the world is increasing. Spain in particular is a country with many sun hours throughout the year, which makes it ideal for this type of installation. The project will study the technical and economic feasibility of creating a plant in the region of Guadalajara, specifically in a town called Galápagos.

2. Technical analysis

The goal of this analysis is to determine if, from a purely technic point of view, installing a photovoltaic plant in the selected land is possible. It's agricultural land, and it is not steep enough to make the construction impossible, although it is not ideal. The available surface is about 11 hectares, which allows to install approximately 6 MW using the chosen modules.

The 565W panels are distributed in strings of 23 panels with serial connection. The resulting power is 6.13 MW. These strings are connected to combiner boxes with 12 available inputs. From these boxes, the connection with the inverter takes place. This inverter has a 5000 kVA power (approximately 80% of the plant's maximum capacity). Next, 2 transformers of 2500 kVA elevate the voltage so as to evacuate the energy to the closes station.

As a summary, the resulting design has the following characteristics:

Number of modules	10 858
Modules per string	23
Number of combiner boxes	40
Number of inverters	1
Number of transformers	2

Table 1: Summary of design results

It's necessary to determine whether the design is economically feasible or not.

3. Economic analysis

To determine whether this project is viable or not, 3 metrics are used: NPV (net present value), ROI (return on investment) and IRR (internal rate of return).

The first step is to determine the initial investment needed without considering solar trackers:

Machinery	2 746 440 €
Land	115 000 €
Labor	307 200 €
Total	3 168 640 €

Additionally, annual cost and revenue are estimated. Cost is estimated at 4 €/kW in terms of maintenance, making a total of 24520 € annually (this cost will double for the case including trackers). Revenues are estimated based on PVGIS' predictions with a price of 50 €/MWh (a standard price is chosen over current prices). Panels' estimated degradation is 0.5% annually.

Taking a 6% interest, the following results are obtained:

NPV	2 769 525 €
ROI	344,50 %
IRR	14,41%

From these metrics, corresponding to the no-trackers case, the maximum investment that ensures the project's feasibility is obtained. The result is 164 €/panel. This seems like a reasonable price. NPV is calculated for various prices:

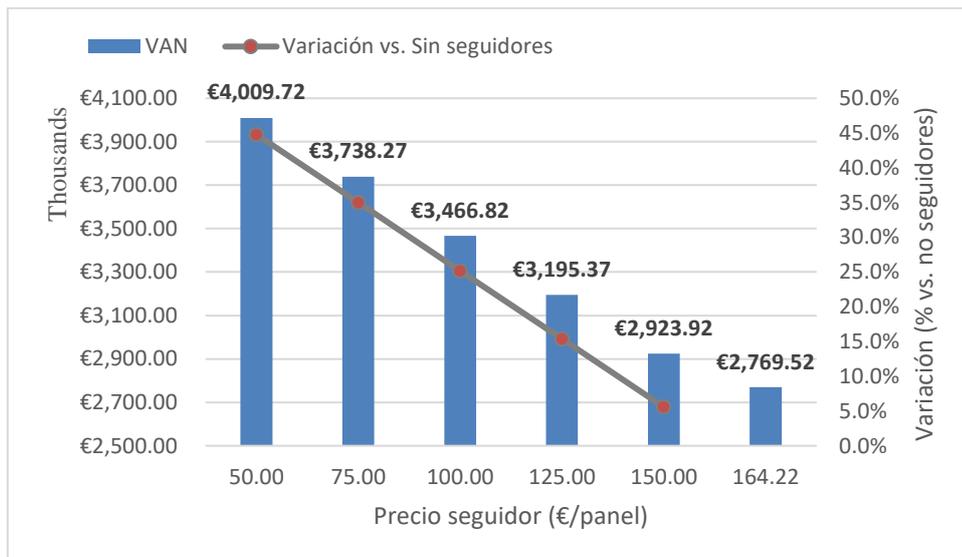


Figure 2: NPV for various tracker prices

A 50 €/panel price corresponds to a bigger plant built by a big company. Therefore, it would not be achievable for a project like the one at hand. However, it is realistic to think that a price below 164 €/panel can be obtained, consequently incrementing the resulting NPV.

Additionally, an alternative NPV is obtained with an interest of 3.50%, and there's a 75% increment in the no-tracker case.

4. Conclusions

The conclusion is that the project is feasible both technically and economically.

A 6,13 MW plant is designed, using 10 858 bifacial and monocrystalline panels of 565 W each. All the plant is covered by 1 inverter (with a power capacity of c.80% of the plant's maximum) and 2 transformers of 2 500 kVA each.

Economically, for the no-trackers case, a NPV of 2.8 M€, a 344.50% ROI and a 14.41% IRR (vs. 6% discount rate) are obtained. It is also seen that the installation of trackers is feasible up to a maximum investment of 164 €/panel. The project is therefore feasible. It has been seen that, although it's economically beneficial, the current economic environment is not ideal. A 75% increase in the NPV can be achieved if the investment was to take place at a different moment.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Definición de proceso para el análisis técnico	8
1.2 Definición de proceso para el análisis económico.....	8
Capítulo 2. Energía Solar – Contexto y Conceptos Básicos	9
Capítulo 3. Plantas Fotovoltaicas – Descripción y Elementos Básicos.....	14
3.1 Paneles solares.....	15
3.2 Inversores de corriente	16
Capítulo 4. Análisis de la Zona.....	17
4.1 Presentación del terreno elegido.....	17
4.2 Pendiente del terreno	19
4.3 Horas de luz.....	21
4.4 Plantas fotovoltaicas cercanas	22
4.4.1 Planta Fotovoltaica Puerta del Sol	22
4.4.2 Planta Fotovoltaica El Casar.....	23
4.4.3 Plantas Fotovoltaicas Carolinas I y II.....	24
4.5 Resumen de datos extraídos	24
4.6 Subestación transformadora	25
Capítulo 5. Diseño Técnico	27
5.1 Elección de paneles	27
5.1.1 Cálculo de la distribución de paneles	31
5.1.2 Simulación con PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).....	33
5.2 Caja de conexiones.....	35
5.3 Elección de inversores de corriente.....	36
5.4 Centro de transformación	37
5.4.1 Celda de línea.....	39
5.4.2 Celda de medida.....	40
5.5 Cableado.....	41
5.5.1 Cableado entre paneles	42

5.5.2 Cableado entre paneles y caja de conexión	43
5.5.3 Cableado entre caja de conexión e inversores	44
5.5.4 Cableado entre inversores y centro de transformación	45
5.5.5 Cableado entre centro de transformación y subestación	47
5.6 Resumen de resultados	50
5.7 Transformador de la subestación.....	51
Capítulo 6. Análisis Económico.....	52
6.1 Inversión.....	53
6.1.1 Compra de terrenos.....	53
6.1.2 Compra de apartamenta.....	55
6.1.3 Mano de obra	55
6.1.4 Resumen de inversión.....	55
6.2 Costes de operación y mantenimiento.....	56
6.3 Ingresos	56
6.4 Cálculo de la rentabilidad.....	59
6.4.1 Valor actual neto (VAN).....	60
6.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)	62
6.4.3 Return on investment (ROI).....	63
6.5 Análisis de rentabilidad en un clima económico estable	64
Capítulo 7. Conclusiones.....	67

Índice de figuras

Figura 1: Vista aérea de Galápagos - Google Earth	7
Figura 2: Porcentaje de capacidad de energía de cada fuente	9
Figura 3: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaicas a nivel mundial	10
Figura 4: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaica en España hasta 2020 ..	11
Figura 5: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaica en España hasta 2022 ..	12
Figura 6: Evolución del LCOE en España.....	13
Figura 7: Captura del catastro.....	17
Figura 8: Vista aérea de los perdigones a través de Google Earth	18
Figura 9: Perfil de elevación NE-SW	19
Figura 10: Perfil de elevación N-S I.....	19
Figura 11: Perfil de elevación N-S II.....	20
Figura 12: Perfil de elevación N-S III	20
Figura 13: Perfil de elevación N-S IV	20
Figura 14: Perfil de elevación N-S V	20
Figura 15: Horas de sol aproximadas en "Los Perdigones" durante 2019	22
Figura 16: Terreno sobre el que se está construyendo la planta "Puerta del Sol"	23
Figura 17: Planta Fotovoltaica El Casar. Imagen extraída de ALT17.....	24
Figura 18: Vista aérea de la subestación transformadora y Los Perdigones	25
Figura 19: Vista cenital de "Los Perdigones".....	27
Figura 20: Datos técnicos del panel elegido I.....	31
Figura 21: Datos técnicos del panel elegido II	31
Figura 22: esquema extraído de la calculadora online de monosolar.....	32
Figura 23: Producción anual según PVGIS para paneles solares sin seguimiento. Imagen extraída de la propia herramienta.	33
Figura 24: Producción anual según PVGIS para paneles solares con seguimiento. Imagen extraída de la propia herramienta.	34
Figura 25: Combiner box escogida.....	35
Figura 26: Características inversor elegido – DC Input	36

Figura 27: Características inversor elegido – AC Output	36
Figura 28: Características del transformador escogido	38
Figura 29: Esquema eléctrico del CT y CS	39
Figura 30: Características de la celda de línea	40
Figura 31: Características de la celda de medida	41
Figura 32: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre paneles	42
Figura 33: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre cajas de conexión e inversores.....	44
Figura 34: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre inversores y centro de transformación.....	46
Figura 35: Propuesta de recorrido para la línea de evacuación de media tensión.....	47
Figura 36: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre centro de transformación y subestación eléctrica.....	48
Figura 37: Tabla de corrección por agrupamiento.....	49
Figura 38: Tabla de corrección por profundidad.....	49
Figura 39: Vista aérea de la subestación transformadora.....	51
Figura 40: Evolución del precio corriente [€/ha] entre 2016 y 2021 en España.....	54
Figura 41: Evolución del precio corriente [€/ha] entre 2016 y 2021 en Castilla La Mancha	54
Figura 42: Evolución de la producción de la planta año a año.....	57
Figura 43: Evolución del precio de la casación del mercado diario. Fuente: OMIE.....	57
Figura 44: Evolución del precio de la casación del mercado diario en 2023. Fuente: OMIE	58
Figura 45: Ingresos anuales con y sin seguidores desde el año 1 hasta el año 30.....	59
Figura 46: Evolución del VAN del año 0 al 30 sin seguidores	61
Figura 47: VAN con seguidores para distintas inversiones.....	62
Figura 48: TIR con seguidores para distintas inversiones.....	63
Figura 49: ROI con seguidores para distintas inversiones	64
Figura 50: Rendimiento del bono español a 10 años. Extraído de investing.com.....	65
Figura 51: Evolución del VAN del año 0 al 30 sin seguidores y con menor interés.....	65

Figura 52: VAN en un clima económico favorable con seguidores solares..... 66

Índice de tablas

Tabla 1: Modelos de paneles ofertados por los principales fabricantes	16
Tabla 2: Modelos de inversores de corriente.....	16
Tabla 3: Datos sobre "Los Perdigones"	18
Tabla 4: Datos proporcionados para calcular horas de luz aproximadas	21
Tabla 5: Superficie de planta "Puerta del Sol"	23
Tabla 6: Ratio potencia-superficie de cada planta.....	25
Tabla 7: Resultados de análisis de paneles.....	29
Tabla 8: Potencia de la planta correspondiente a cada panel	30
Tabla 9: Resumen de la instalación	50
Tabla 10: Resumen cableado.....	50

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad, desde un punto de vista técnico, económico y ambiental, de la instalación de un parque fotovoltaico en el término de Galápagos (Guadalajara). Este está en una zona de secano, por lo que hay grandes extensiones que actualmente se dedican a la agricultura. Son zonas que reciben una cantidad elevada de radiación solar a lo largo de todo el año, por lo que se considera un lugar idóneo para la instalación de una planta fotovoltaica.



Figura 1: Vista aérea de Galápagos - Google Earth

Se analizarán posibles localizaciones del parque atendiendo a su tamaño, la radiación recibida y la facilidad que den a nivel técnico. Se estudiarán también plantas fotovoltaicas cercanas para conocer su extensión, la energía generada, etc. A partir de estos datos será posible tener una estimación del tamaño de la planta, pudiendo calcular la energía que se espera generar, así como la inversión y los costes que conllevará todo el proceso. Se detalla a continuación cómo se realizará cada análisis.

1.1 DEFINICIÓN DE PROCESO PARA EL ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico consistirá en analizar el terreno y sus posibilidades. Es necesario conocer la potencia que podría instalarse en la zona elegida con la tecnología actual, así como determinar si es posible llevar a cabo la instalación de todos elementos necesarios.

En primer lugar, se eligen los paneles que se desean instalar. Una vez conocido este dato se puede calcular de manera aproximada la cantidad de paneles que admite el terreno obteniendo por tanto la potencia. Se procede después a escoger inversores de corriente y centro de transformación. Será necesario también determinar cómo se va a transportar toda la energía obtenida hasta el punto de conexión con la red.

No se esperan grandes problemas a nivel técnico. Es posible que el tamaño del terreno o las características de la zona impongan algunas restricciones, pero la tecnología actual está lo suficientemente desarrollada y es flexible en este sentido. En los capítulos dedicados al análisis técnico se explicarán todos los procesos con claridad aportando todos los datos necesarios y desarrollando los cálculos oportunos.

1.2 DEFINICIÓN DE PROCESO PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico determinará si la planta que se ha diseñado es viable más allá del nivel técnico. Se calcularán distintos valores para decidir si es viable o no. Entre estos valores estarían el ROI (return on investment), TIR (tasa interna de retorno) o el VAN (valor actual neto), por ejemplo.

Este análisis consiste, fundamentalmente, en determinar si los beneficios que se van a obtener son suficientes para cubrir todos los costes operativos y la inversión inicial, además de dejar un margen de beneficio. Podría suceder que, si bien técnicamente la planta diseñada es viable, la potencia instalada es demasiado baja para poder cubrir gastos. Podría darse también que, si bien los gastos se cubren, el tiempo de retorno es demasiado elevado. Todas estas posibilidades y variables se analizarán en profundidad posteriormente.

Capítulo 2. ENERGÍA SOLAR – CONTEXTO Y CONCEPTOS BÁSICOS

Las energías renovables son una pieza fundamental en la transición energética. Dentro de las energías renovables existen múltiples opciones: eólica, hidráulica, geotérmica, mareomotriz, ... En este proyecto el foco estará puesto en la energía solar. Según la IEA, esta es la energía renovable con más crecimiento proyectado:

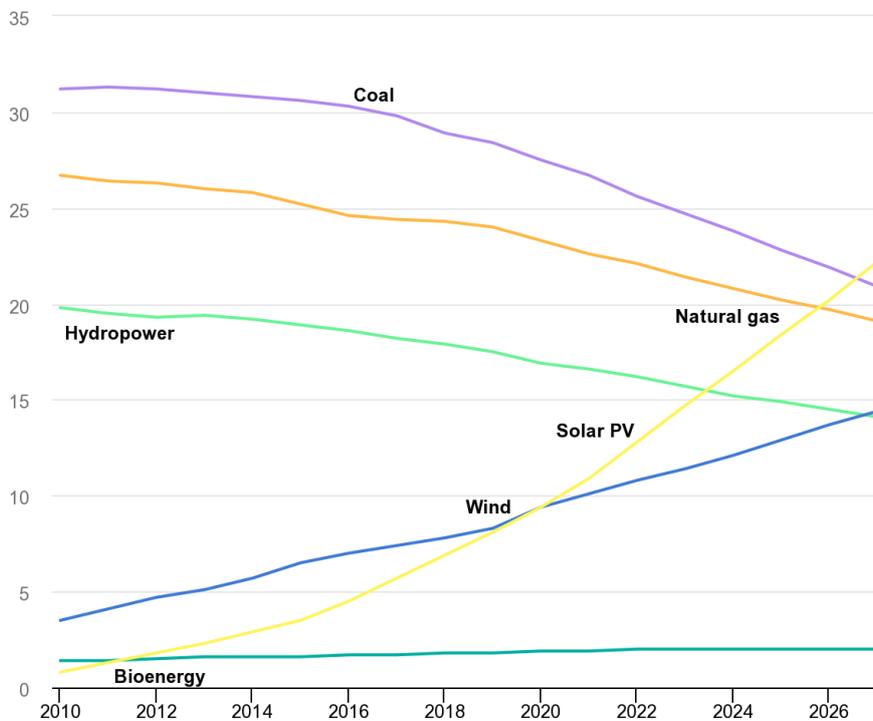


Figura 2: Porcentaje de capacidad de energía de cada fuente¹

¹ IEA, Share of cumulative power capacity by technology, 2010-2027, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-cumulative-power-capacity-by-technology-2010-2027>, IEA. Licence: CC BY 4.0

La energía solar se basa en la captación de radiación solar para su posterior transformación en energía utilizable. Se puede hacer con plantas fotovoltaicas o con plantas termo solares, por ejemplo. Su principal ventaja es que el sol es una fuente de energía inagotable, mientras que sus principales inconvenientes son que es muy dependiente del clima (las nubes reducen la radiación solar) y que solo se genera durante el día. Este tipo de problemas es común en las energías renovables y se están tratando de desarrollar tecnologías de almacenamiento de energía para solventarlos. Se conseguiría un sistema más flexible, capaz de almacenar energía en horas donde hay exceso de generación para usarla en momento que sea necesaria.

Se puede observar en el gráfico inferior el incremento en la generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaicas hasta el año 2020:

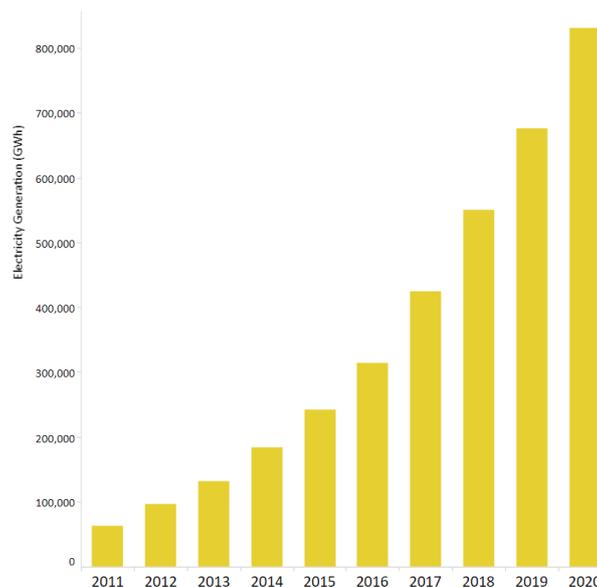


Figura 3: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaicas a nivel mundial²

Resulta interesante ver que el crecimiento en España ha sido algo distinto:

² (International Renewable Energy Association, 2020)

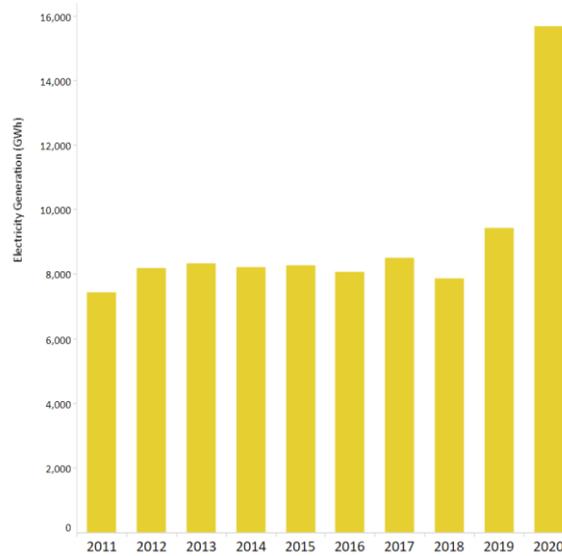


Figura 4: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaica en España hasta 2020

Statista³ proporciona datos más actualizados, y se puede observar la misma tendencia:

³ [Statista: el portal de estadísticas para datos de mercado, investigaciones de mercado y estudios de mercado](#)

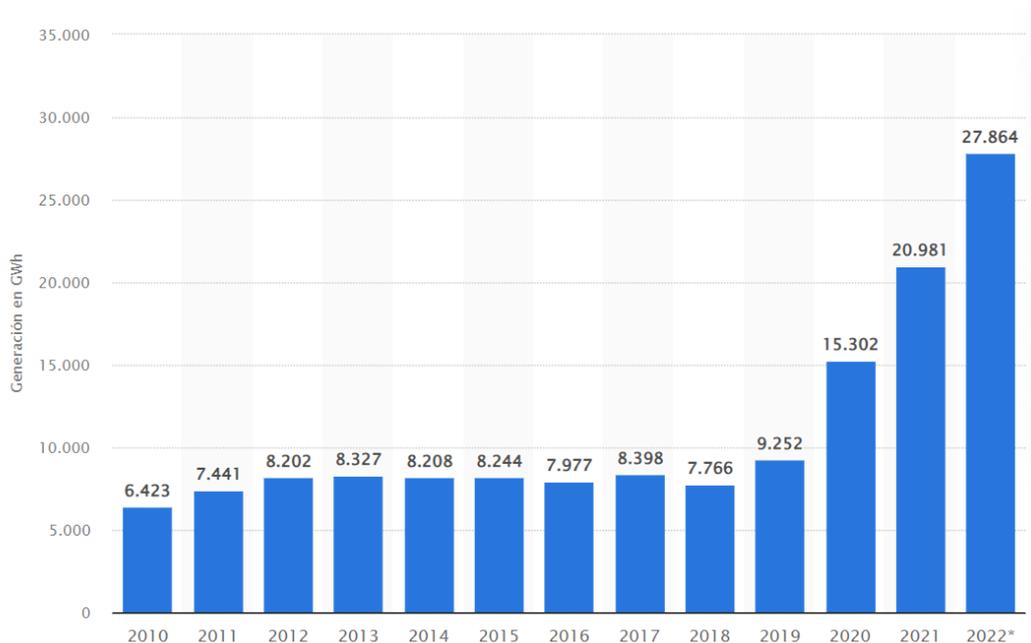


Figura 5: Generación de energía eléctrica en plantas fotovoltaica en España hasta 2022

Este notable crecimiento puede deberse a varios factores. Primeramente, se ha de considerar el abaratamiento de este tipo de tecnologías. Esto hace que sea rentable invertir en pequeñas instalaciones para el autoconsumo. Por otro lado, se está incentivando la inversión en energías renovables, por lo que gran cantidad de empresas están construyendo plantas fotovoltaicas en distintas zonas del país y existe un elevado número de personas interesadas en invertir su dinero en este tipo de proyectos. Finalmente, es probable que el contexto energético en los últimos años haya acelerado la transformación energética. En el año 2020 el COVID generó una crisis económica importante. Adicionalmente, la guerra entre Rusia y Ucrania iniciada poco después acentuó la crisis energética. Esto provocó que se comenzase a analizar la dependencia energética de otros países y, además, subieron los precios del petróleo, la luz y el gas de forma exagerada, superando máximos históricos día tras día. En consecuencia, crecieron considerablemente las instalaciones de autoconsumo.

La IRENA proporciona también la evolución del LCOE⁴ a lo largo de los años en España:

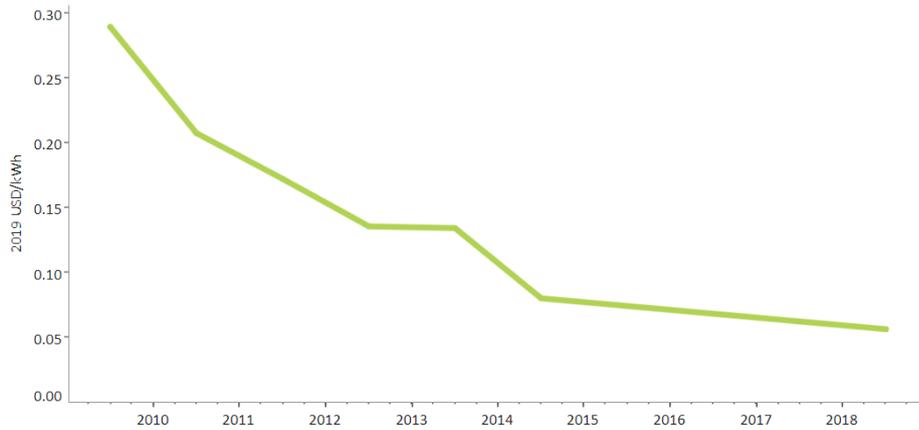


Figura 6: Evolución del LCOE en España

Se puede ver cómo el coste ha bajado considerablemente en la última década gracias a los avances que se han producido. Esto ha abaratado el coste de instalación y mantenimiento de las plantas fotovoltaicas, pero la inversión inicial sigue siendo considerablemente alta.

⁴ LCOE: Levelized Cost of Energy

Capítulo 3. PLANTAS FOTOVOLTAICAS – DESCRIPCIÓN Y ELEMENTOS BÁSICOS

En este capítulo se describirá la estructura básica de una planta fotovoltaica indicando los elementos que la componen. Adicionalmente, se profundizará en cada uno de esos elementos analizando las distintas alternativas que existen en el mercado actualmente.

Los elementos principales son los propios paneles, las estructuras sobre las que se montan, los inversores de corriente, las cajas de conexiones y los elementos de distribución. Adicionalmente puede haber dispositivos de almacenamiento de energía, pero no será el caso en este proyecto. La planta se conectará directamente a la red.

El principio de funcionamiento de un panel solar fotovoltaico es el siguiente: la luz solar incide sobre el panel, y los fotones interactúan con los átomos del material semiconductor (habitualmente silicio). Dicha interacción libera electrones, creando un flujo de corriente eléctrica. Esto se debe al efecto fotovoltaico. Esta corriente generada es corriente continua (CC). En la red se usa corriente alterna (AC), por lo que es necesario instalar inversores de corriente que permitan pasar de CC a AC.

Los módulos están organizados en strings. La corriente proveniente de cada string se agrupará con la de otros mediante cajas de conexiones, y la corriente saliente de estas cajas de conexiones se conducirá hacia el inversor de corriente. Tal y como se ha dicho previamente, el inversor de corriente se encargará de convertir la corriente continua a alterna. A continuación, se conduce la energía hacia el centro de transformación donde se pasa de baja a media tensión. Se puede ahora evacuar toda la energía a través de una línea hacia la subestación transformadora más cercana, que en este caso es propiedad de Iberdrola y se encuentra a unos 7 kilómetros de distancia.

3.1 PANELES SOLARES

Se pone el foco en los paneles solares fotovoltaicos. Estos aprovechan la luz solar para generar energía. También existen paneles térmicos (aprovechan el calor) e híbridos.

Si bien hay distintos tipos de paneles atendiendo al material, los más utilizados son los de silicio, tal y como se dijo previamente. Se puede distinguir entre monocristalinos y policristalinos. Los monocristalinos están fabricados con silicio de gran pureza, lo que hace que sean más eficientes, pero también más lentos de fabricar y más caros. Presentan un color negro o azul oscuro. Los paneles policristalinos usan silicio de menor pureza y por tanto son más baratos, pero a cambio, son menos eficientes. Tiene un color más claro que los monocristalinos.

A su vez, se distingue entre paneles compuestos por medias células o por células completas. El uso de medias células aumenta considerablemente la eficiencia del panel. La explicación es que, en un panel compuesto por células completas, estas se unen en serie formando substrings. Cuando una célula está en sombra se comporta como una resistencia, y el diodo de bypass se polariza afectando así al funcionamiento de todo el substring. En un panel con medias células habrá el doble de substrings. Visto numéricamente queda más claro. Se coge un mismo panel que con células completas se divide en 3 substrings y con medias células se divide en 6. Se da sombra a una de las células. En el panel de células completas solo estarán operativos 2 substrings, luego se pierde un 33% de la capacidad del panel. Sin embargo, en el de medias células, sólo se ve afectado un 16,6%. De ahí que la eficiencia sea mayor.

Se realiza un primer análisis de los productos ofrecidos por los principales fabricantes (Jinko Solar, Trina Solar, Canadian Solar, SunPower, ...):

Fabricante	Modelo	Potencia [W]	Eficiencia	Bifacialidad
Jinko Solar	Tiger Neo	635	23,23%	Sí
Jinko Solar	Tiger Pro	535	21,16%	Sí
Jinko Solar	Cheetah	410	20,38%	No
Trinasolar	Vertex	650	21,40%	Sí
Canadian Solar	TOPBiHiKu7	685	22,40%	Sí

Tabla 1: Modelos de paneles ofertados por los principales fabricantes

Cabe destacar que, dentro de cada modelo, hay diversas alternativas con diferentes valores de potencia y eficiencia. Aun así, los valores mostrados sirven a nivel orientativo.

3.2 INVERSORES DE CORRIENTE

Como se explicó previamente, la función del inversor de corriente es convertir la CC en AC.

Estos son algunos modelos de inversores de corriente:

Fabricante	Modelo	Tensión nominal	Potencia de salida	Eficiencia	Precio
Huawei	SUN2000-50KTL-M3	1100 V	55 kVA	98.0%	3891,65 €
Gamesa	E-2.25 MVA-SB-I	935-1500 V	2.30 MVA	98.2%	-
Fronius	ECO 25.0-3-S	580-1000 V	25 kVA	97.0%	-
Fronius	PRIMO 4.6-1	80-1000 V	4.60 kVA	97.0%	-
Growatt	MAX 100KTL3-X LV	600 V	110 kVA	98.4%	3787,30 €
Tensite	AR6M-2	360 V	6 kVA	97.5%	767,61 €
Gamesa	Proteus PV 4100	835-1500 V	4.10 MVA		

Tabla 2: Modelos de inversores de corriente

Al ser una planta fotovoltaica que se va a conectar a la red, se debe trabajar en trifásico. No sirven por tanto los inversores de corriente monofásicos.

Capítulo 4. ANÁLISIS DE LA ZONA

Es necesario conocer el terreno donde se quiere instalar el parque fotovoltaico, así como analizar plantas que estén actualmente en funcionamiento en zonas cercanas. Esto permitirá extraer conclusiones que ayuden a tomar decisiones respecto al tamaño del parque o la potencia a instalar, por ejemplo. Además, es posible que se puedan aprovechar líneas u otros elementos que hayan sido instalados cuando se crearon dichas plantas.

4.1 PRESENTACIÓN DEL TERRENO ELEGIDO

Como ya se ha dicho, se desea instalar la planta fotovoltaica en el término de Galápagos. Concretamente se quiere hacer en “Los Perdigones” (referencia catastral 19149A503000260000WK). Este terreno se corresponde con la parcela número 26 en la Figura 7:



Figura 7: Captura del catastro

Del catastro⁵ se pueden extraer datos sobre la parcela:

Los perdigones	
Superficie	115 189 m ² (11.5 hectáreas)
Clase	Rústico
Uso principal	Agrario

Tabla 3: Datos sobre "Los Perdigones"

Se muestra también una imagen 3D de la zona:

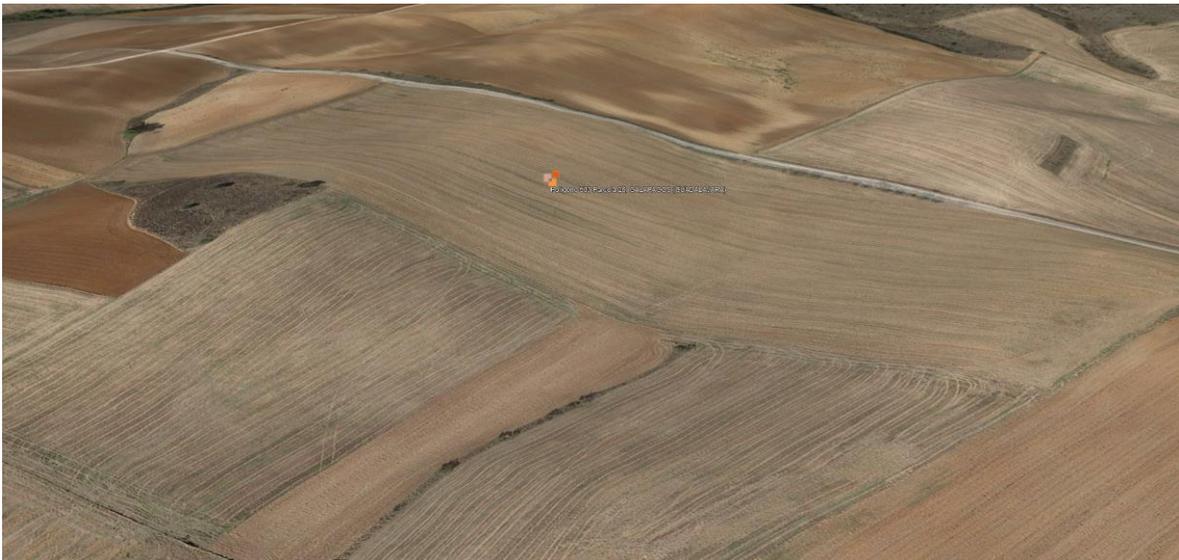


Figura 8: Vista aérea de los perdigones a través de Google Earth

Un aspecto positivo de este terreno es el hecho de que no hay árboles ni estructuras que arrojen sombras sobre la superficie. Los paneles recibirán toda la radiación posible en cada momento.

⁵ (Gobierno de España, s.f.)

No hay líneas de ningún tipo (telefónicas, media tensión, alta tensión, ...), por lo que no es necesario tomar medidas en este aspecto. Sí que se observa que hay un camino junto a la parcela, por lo que habrá que dejar una distancia mínima con este. Además, se aprovechará este camino para instalar la entrada principal junto a él teniendo así fácil acceso.

4.2 PENDIENTE DEL TERRENO

Se puede ver en la Figura 8 que el terreno está en una zona con una pendiente considerable. Se estudia el perfil usando *Google Earth* para obtener datos más precisos.

En primer lugar, se obtiene el perfil de elevación a lo largo de la parcela (NE-SW):



Figura 9: Perfil de elevación NE-SW

Hay una diferencia de 17 metros entre el punto el máximo. Se procede a analizar el desnivel en el perfil N-S. Se trazarán 5 rectas, obteniendo el perfil de elevación de cada una. Se puede extraer de los 5 perfiles una idea general de cómo es el terreno en la dirección N-S. Es interesante usar el perfil N-S porque la orientación que permite recibir una mayor cantidad de luz en términos de tiempo es hacia el sur. En caso de que se instalase un seguidor a 1 eje, la orientación iría cambiando entre norte y sur a lo largo del día.



Figura 10: Perfil de elevación N-S I



Figura 11: Perfil de elevación N-S II

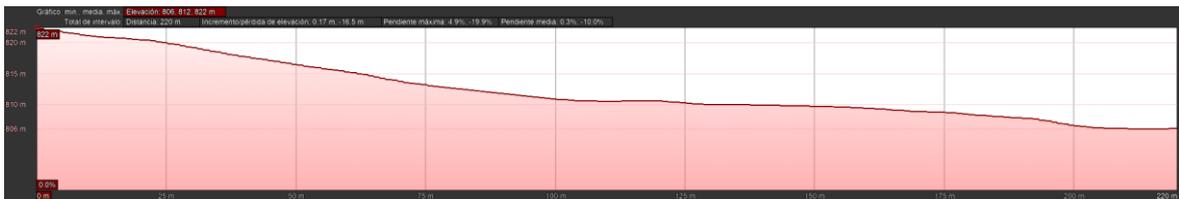


Figura 12: Perfil de elevación N-S III

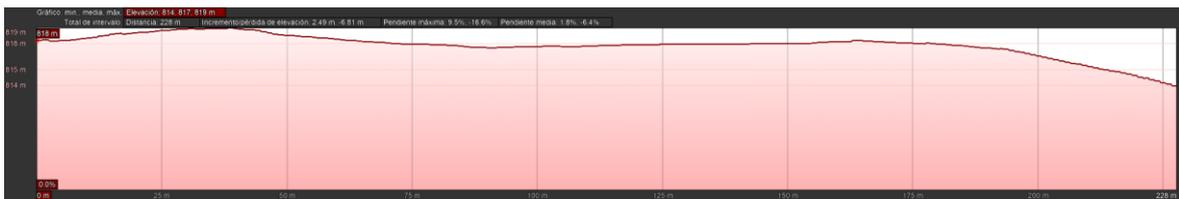


Figura 13: Perfil de elevación N-S IV

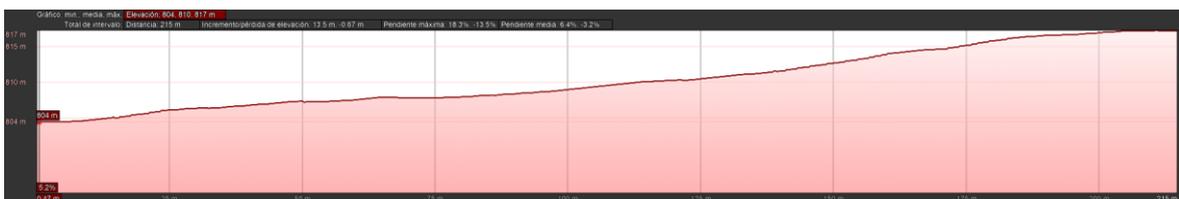


Figura 14: Perfil de elevación N-S V

En esta dirección parece que el terreno está más nivelado. Dependiendo del nivel de precisión que se quisiera alcanzar, sería necesario tener en cuenta esta inclinación a la hora de diseñar la distribución de los paneles. Esto es algo que está fuera del alcance de este proyecto, pero no sería correcto obviar por completo el hecho de que hay pendiente, por lo que se dejará un margen de seguridad al calcular la separación entre paneles para minimizar el efecto de las sombras.

La superficie disponible no es muy grande, por lo que se buscará maximizar la eficiencia siempre y cuando no dispare los costes.

4.3 HORAS DE LUZ

Con el fin de ver de forma aproximada las horas de luz útiles en la zona, se usa la herramienta proporcionada por *renewables.ninja*.⁶ Se introduce la localización de la planta y se dan los siguientes parámetros aproximados:

Capacidad	6 MW
Seguimiento	1 eje (azimutal)
Pérdidas	10%
Tilt	35°

Tabla 4: Datos proporcionados para calcular horas de luz aproximadas

Se obtiene un documento con la potencia generada por la planta hora a hora desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2019. Para ser conservadores, solo se contará la hora como luminosa si se superan los 1000 kW de generación. El resultado es el siguiente:

⁶ [Renewables.ninja](https://renewables.ninja)

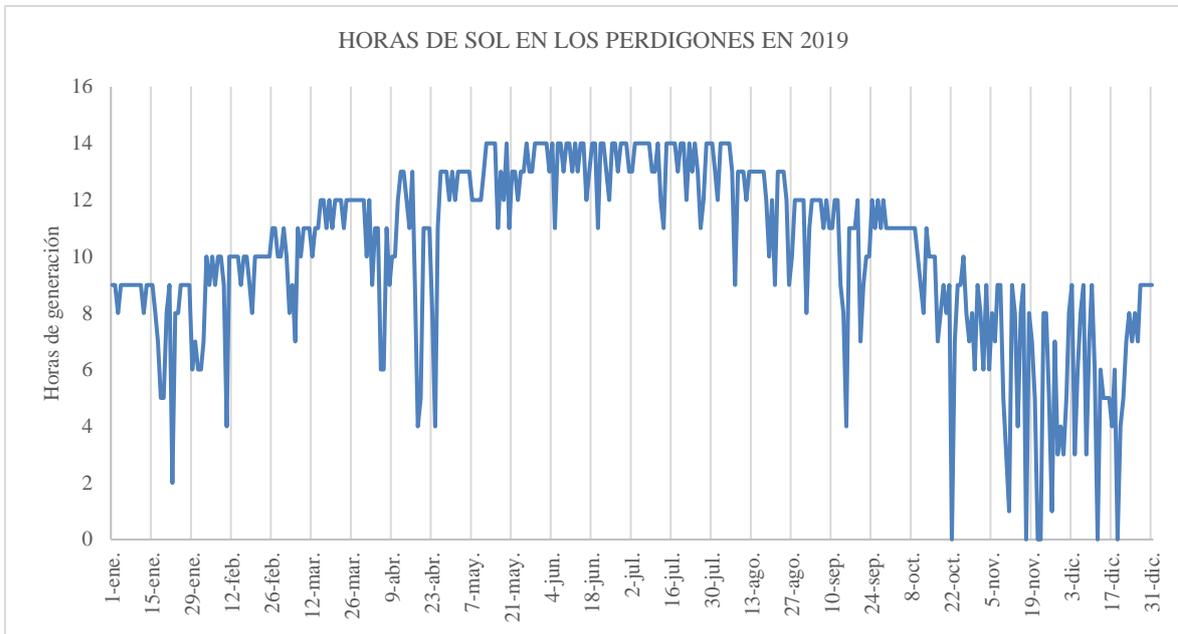


Figura 15: Horas de sol aproximadas en "Los Perdigos" durante 2019

Se puede observar que es una zona que recibe mucha radiación solar durante todo el año. En verano, cuando los días son más largos, se recibe luz entre 11 y 14 horas diarias de manera sistemática. En invierno, cuando los días son más cortos y lluviosos, se reciben entre 6 y 9 horas de luz diarias.

4.4 PLANTAS FOTOVOLTAICAS CERCANAS

4.4.1 PLANTA FOTOVOLTAICA PUERTA DEL SOL

Esta planta se encuentra actualmente en construcción. Según la constructora (Cansol), tiene una superficie superior a las 80 hectáreas y una potencia de 50 MW.



Figura 16: Terreno sobre el que se está construyendo la planta "Puerta del Sol"

Para contrastar la información sobre la superficie de la planta se recurre de nuevo al catastro. Se suman las superficies de las parcelas 64, 71, 72 y 85 del polígono 503:

Parcela	Superficie
64	226 211 m ²
71	166 191 m ²
72	383 651 m ²
85	30 427 m ²

Tabla 5: Superficie de planta "Puerta del Sol"

Se obtiene un total de 806 480 m², es decir, unas 80 hectáreas. Concuera con lo indicado.

La distancia desde esta planta hasta "Los Perdigos" es inferior a los 3 kilómetros, por lo que es posible que se puede usar parte de la infraestructura creada (las líneas de alta tensión, por ejemplo).

4.4.2 PLANTA FOTOVOLTAICA EL CASAR

Esta planta, situada en El Casar (a escasos kilómetros de Galápagos), se inauguró a finales del año 2019 y fue construida por el grupo Alten.



Figura 17: Planta Fotovoltaica El Casar. Imagen extraída de ALT17

La superficie de esta instalación es de 28,35 hectáreas, tal y como se indica en el documento elaborado por la empresa promotora.⁷ La potencia de la planta es de 13,02 MW. La producción anual es de 24899 MWh.

La planta cuenta con más de 3900 paneles de 330 W cada uno y con capacidad de seguimiento a 1 eje.

4.4.3 PLANTAS FOTOVOLTAICAS CAROLINAS I Y II

Estas plantas fueron puestas en marcha a mediados de 2021 por la empresa Audax. Cuentan con 10 MW de potencia y ocupan una superficie total de unas 20 hectáreas.⁸

Las plantas están compuestas por un total de 15150 módulos de 330 W cada uno y montados sobre estructura fija.

4.5 RESUMEN DE DATOS EXTRAÍDOS

Se puede obtener la relación entre potencia y superficie, lo que ayuda a definir la potencia aproximada que se podría instalar en Los Perdigonos.

⁷ (Alten Energías Renovables, 2017)

⁸ (Consejería de Agricultura, Medioambiente y Desarrollo Rural, 2019)

	Puerta del Sol	El Casar	Carolinas I y II
Potencia/ha [MW/ha]	0.625	0.459	0.500

Tabla 6: Ratio potencia-superficie de cada planta

Los valores están en torno a 0,5-0,6 MW/hectárea. Esto implica que en Los Perdigos se podrían instalar unos 6-7 MW de potencia. La elección de paneles y demás elementos afectará a la potencia de la planta, pero estos valores sirven como una primera aproximación a la potencia que se puede llegar a conseguir en el terreno elegido atendiendo a las restricciones de espacio. Es importante recalcar que son valores orientativos.

4.6 SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA

Es necesario ubicar la subestación transformadora más cercana. En este caso se trata de una subestación propiedad de Iberdrola. Se puede ver en la imagen inferior la distancia entre Los Perdigos y dicha subestación:

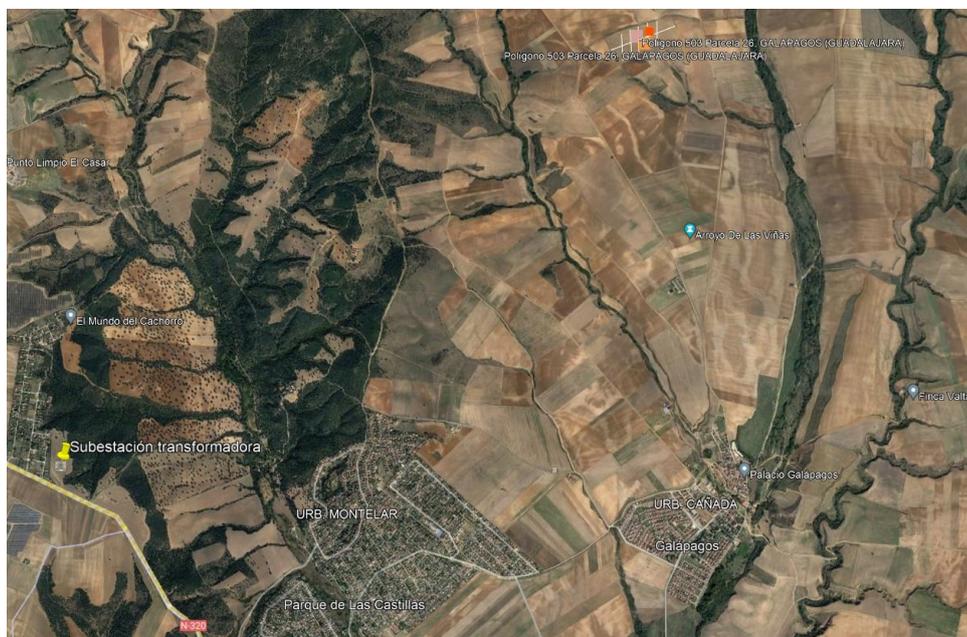


Figura 18: Vista aérea de la subestación transformadora y Los Perdigos

La línea de evacuación será una línea trifásica soterrada. En capítulos posteriores se definirá con más precisión por donde discurrirá la línea, su longitud y otros factores relevantes para la elección del cableado correcto.

La distancia entre la planta y la subestación es de 5,5 kilómetros en línea recta. Por normativa, las plantas con más de 3 MW de potencia deben estar a menos de 6 kilómetros de la subestación transformadora. El margen de distancia en este caso es insuficiente, puesto que no se va a poder instalar una línea de evacuación recta, por lo que no se cumpliría la normativa. Se decide obviar este aspecto ya que no es un problema relevante (se está fuera de la normativa por poca distancia) y se escapa al alcance de este proyecto.

Capítulo 5. DISEÑO TÉCNICO

Se procede a realizar el diseño técnico. En primer lugar, se definirá el modelo de panel que se utilizará en base a la potencia que se desea alcanzar y la superficie disponible. Posteriormente se pueden escoger caja de conexiones, inversores y demás componentes.

5.1 ELECCIÓN DE PANELES

Es necesario determinar cuántos paneles se pueden instalar en la superficie disponible. Se recuerda que se trata de una superficie aproximadamente rectangular de 11,5 hectáreas. Se considerará un área 520x150 metros aproximadamente. Se simplifica así la forma a un rectángulo y se deja un margen de 5 metros con el camino. De los 530 metros de largo se van a recortar otros 10 metros para posibles instalaciones adicionales como el centro de transformación, por ejemplo.

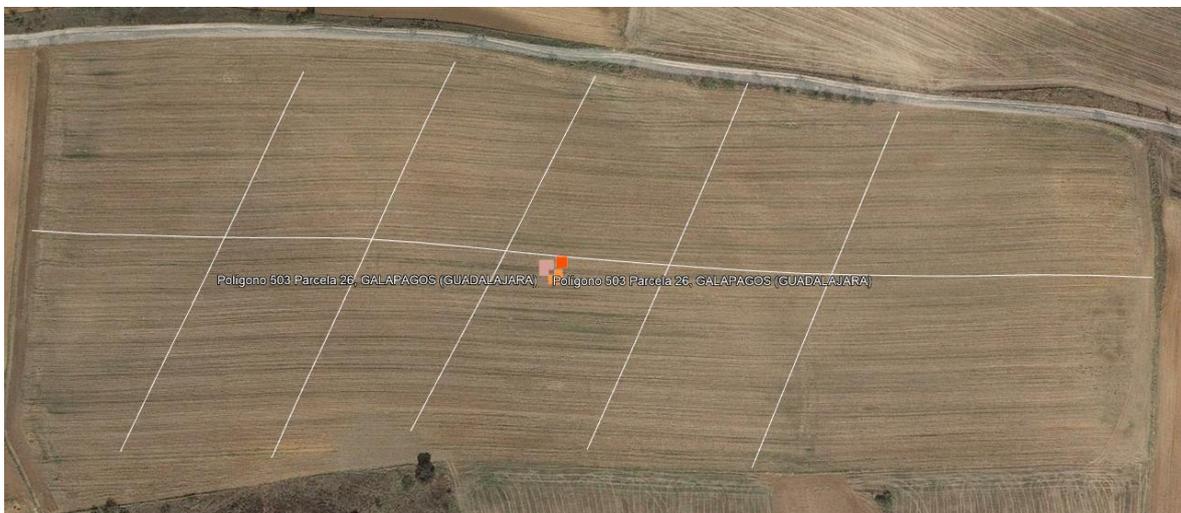


Figura 19: Vista cenital de "Los Perdigos"

Los paneles mostrados en la Tabla tienen una tensión de circuito abierto de en torno a 46 voltios. A máxima potencia la tensión es menor. Se toma una tensión mínima de 37 voltios para trabajar con margen de seguridad. Esta tensión es muy inferior a la que admiten los inversores de corriente, que es del orden de 300 voltios. Además, si se quiere conseguir que el inversor funcione en la zona óptima, esta tensión asciende más aún. Es necesario por tanto crear strings lo suficientemente grandes para alcanzar tensiones mayores. Se fija una tensión objetivo entre 800 y 1000 voltios. Dado que se toman 45 voltios de tensión mínima, esto daría un número de entre 20 y 25 paneles por string. Se decide colocar 23 paneles.

Para determinar qué modelo de panel es el idóneo se va a seguir el siguiente proceso:

1. Se creará un listado de modelos con sus medidas, potencia pico, eficiencia y precio.
2. Se hallará la distancia recomendada entre paneles usando la calculadora online de monosolar.⁹
3. Se halla el producto entre el área total de los paneles instalados y la eficiencia de estos. Se puede hallar así lo que podría considerarse la superficie útil de paneles.
4. Conocida la distancia entre paneles, se puede hallar el número de paneles. Se realizan una serie de simplificaciones, y además de toman una serie de decisiones concernientes a la distribución de los paneles:
 - a. Se simplifica terreno a un rectángulo de 520x150 m.
 - b. Se deja una distancia de 5 metros con el camino que discurre paralelo a la parcela.
 - c. Se reservan 10 metros al final de la parcela para la instalación de CT y otra apartada que pudiera necesitarse.
 - d. Se dejan pasillos de 2 metros entre cada string.
5. Con el número de paneles y el precio por panel se halla la inversión total.

⁹ [calculadora separación entre filas de paneles \(monosolar.com\)](http://calculadora.separacion.entre.filas.de.paneles(monosolar.com))

6. Se calcula la ratio entre inversión y metros cuadrados útiles.

La decisión de qué panel escoger se tomará en base a la ratio obtenida, pero teniendo en cuenta también la producción. Los resultados son los siguientes (se muestra la tabla completa en el Anexo A):

Fabricante	Modelo	Potencia [W]	Ratio
ZnShine		550 W	319.46
Jinergy		550 W	324.99
JA		565 W	325.38
Leapton		550 W	325.43
ZnShine		460 W	335.44
Jinko	Tiger Neo	570 W	356.55
Risen		650 W	357.22
Jinergy		405 W	362.96
Risen		440 W	366.60
Canadian Solar	HiKu 6	455 W	370.76
Trina	Vertex	400 W	381.39
Canadian Solar	HiKu 7	655 W	389.05
Jinko	Tiger Neo	470 W	402.12
Longi		450 W	407.53
Trina	TallMax	450 W	408.41
Longi		550 W	417.96
Trina	Vertex	540 W	434.92
FuturaSun	FU440M	440 W	521.86
REC	Alpha	410 W	744.10
SunPower	PERFORMANCE 6	410 W	865.08

Tabla 7: Resultados de análisis de paneles

Aunque se puedan ver las tablas completas en el Anexo A, se muestra también aquí la potencia que tendría la planta y el número de paneles obtenido para cada modelo.

Fabricante	Modelo	Paneles	Potencia planta
ZnShine		10,858	5.97 MW
Jinergy		10,980	6.04 MW
JA		10,858	6.13 MW
Leapton		10,858	5.97 MW
ZnShine		12,901	5.93 MW
Jinko	Tiger Neo	10,858	6.19 MW
Risen		9,095	5.91 MW
Jinergy		14,396	5.83 MW
Risen		13,482	5.93 MW
Canadian Solar	HiKu 6	12,932	5.88 MW
Trina	Vertex	14,616	5.85 MW
Canadian Solar	HiKu 7	9,095	5.96 MW
Jinko	Tiger Neo	12,932	6.08 MW
Longi		12,768	5.75 MW
Trina	TallMax	12,768	5.75 MW
Longi		10,980	6.04 MW
Trina	Vertex	10,710	5.78 MW
FuturaSun	FU440M	12,768	5.62 MW
REC	Alpha	14,508	5.95 MW
SunPower	PERFORMANCE 6	14,224	5.83 MW

Tabla 8: Potencia de la planta correspondiente a cada panel

Se ve que la potencia de la planta estaría alrededor de los 6 MW. La potencia obtenida es la esperada.

Se escoge el panel JA Solar Mono PERC 565W. Este permite instalar 6,13 MW de potencia con una ratio de 325,38. Hay paneles entre los analizados con una ratio menor, pero también ofrecen una menor potencia de planta. Se ha decidido optar por este modelo que alcanza un compromiso ideal entre ambos factores.

Se muestran a continuación los datos completos del panel escogido:

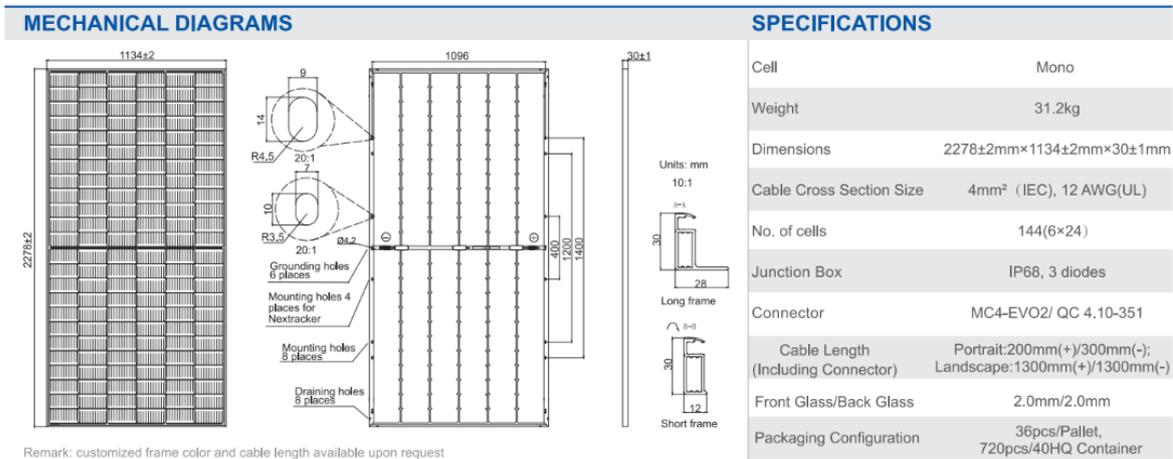


Figura 20: Datos técnicos del panel elegido I

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC						
TYPE	JAM72D40 -555/GB	JAM72D40 -560/GB	JAM72D40 -565/GB	JAM72D40 -570/GB	JAM72D40 -575/GB	JAM72D40 -580/GB
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	555	560	565	570	575	580
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	50.55	50.70	50.85	51.00	51.15	51.30
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	42.24	42.40	42.55	42.70	42.85	43.03
Short Circuit Current(Isc) [A]	14.02	14.09	14.16	14.23	14.30	14.36
Maximum Power Current(Imp) [A]	13.14	13.21	13.28	13.35	13.42	13.48
Module Efficiency [%]	21.5	21.7	21.9	22.1	22.3	22.5
Power Tolerance				0~+5W		
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})				+0.046%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})				-0.260%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})				-0.300%/°C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Figura 21: Datos técnicos del panel elegido II

Para este panel en concreto, la tensión a máxima potencia es de 42,55 voltios. Dado que el conexionado se hará en serie, resulta en una tensión de unos 980V en el string, con una intensidad de 13,28A. La potencia resultante es de unos 13 kVA.

5.1.1 CÁLCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE PANELES

Se muestra cómo se ha llegado al número de paneles mostrado en la Tabla 8. Se usan los datos del modelo de panel escogido:

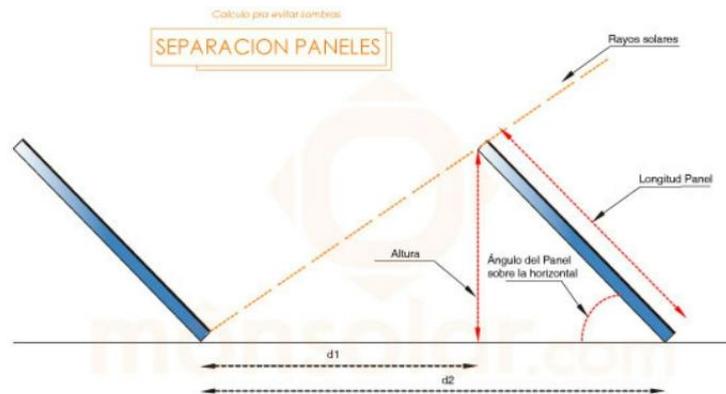


Figura 22: esquema extraído de la calculadora online de monosolar

La distancia obtenida entre paneles es $d_2 = 5,82$ metros.

Los paneles que entran a lo largo¹⁰ son los siguientes:

$$\text{Paneles largo} = \frac{\text{Largo de la parcela}}{d_2}$$

Para calcular los paneles a lo ancho se usa la siguiente fórmula:

$$\text{Número de strings} = \frac{\text{Ancho parcela}}{(\text{Paneles string} \cdot \text{Ancho panel} + \text{Ancho pasillo})}$$

$$\text{Paneles ancho} = \text{Número de strings} \cdot \text{Paneles string}$$

Se recuerda que el ancho de los pasillos se ha establecido en 2 metros, con 23 paneles por string.

¹⁰ Se entiende por largo como el lado de mayor longitud.

5.1.2 SIMULACIÓN CON PVGIS (PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM)

La Unión Europea ha desarrollado una herramienta¹¹ que permite calcular de manera aproximada la producción de una planta solar dado su tamaño, su localización y sus pérdidas. Con unas pérdidas del 14%, una tecnología de silicio cristalino y un tamaño de 6130 kW, los datos obtenidos son los siguientes:

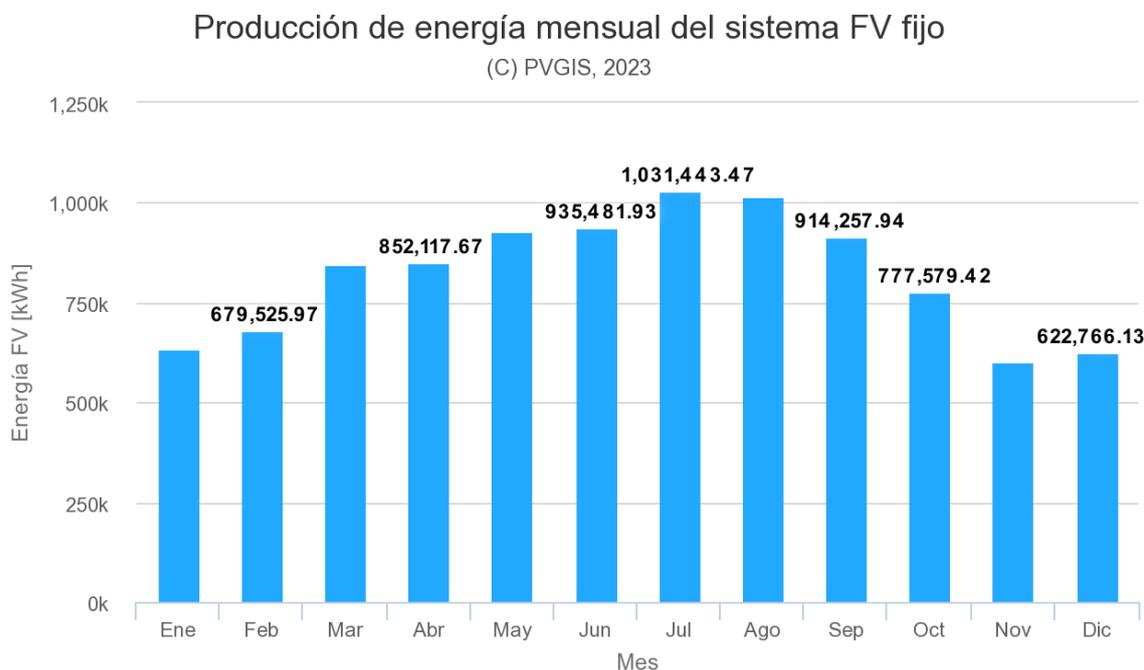


Figura 23: Producción anual según PVGIS para paneles solares sin seguimiento. Imagen extraída de la propia herramienta.

La producción anual sería de 9,836 GWh. En ángulo de tilt se ha optimizado en base a los datos del programa obteniéndose un valor de 37°.

¹¹ [JRC Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) - European Commission \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&plugin=1)

Para poder realizar un análisis aproximado del impacto que tendría la instalación de módulos de seguimiento (a 1 eje) se realiza una simulación usando los mismos parámetros. Los resultados son los siguientes:

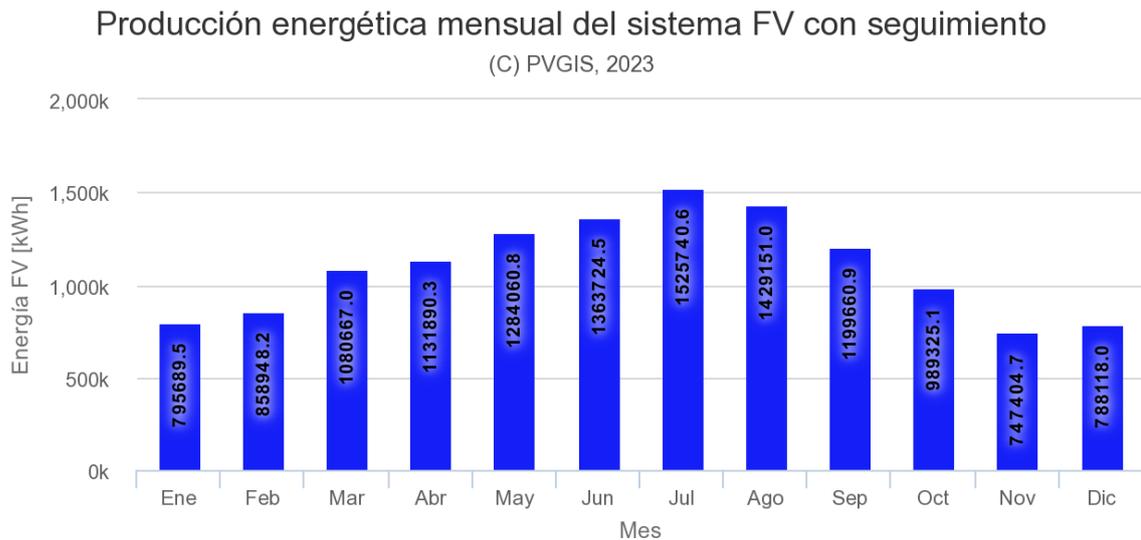


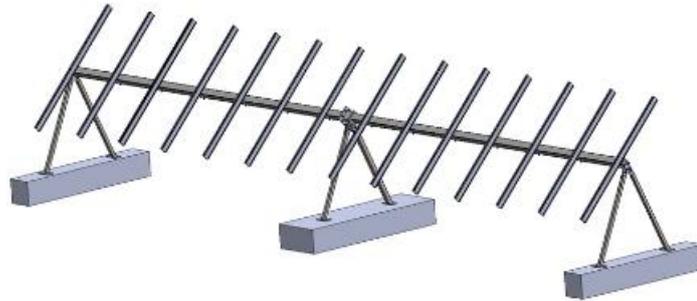
Figura 24: Producción anual según PVGIS para paneles solares con seguimiento. Imagen extraída de la propia herramienta.

La producción total es de 13,194 GWh. Hay un incremento de un 34%. Desde un punto de vista técnico parece evidente que sería interesante instalar seguidores. Desde un punto de vista económico podría no ser rentable, no solo porque la inversión inicial sería superior, sino porque el coste de mantenimiento anual también aumentaría. Se estudiará esta posibilidad en el apartado económico.

5.2 SEGUIDORES SOLARES

Como se ha visto, la instalación de seguidores solares aumentaría la capacidad productiva de la planta. Sin embargo, los seguidores solares tienen un coste relevante que podría afectar a la viabilidad económica del proyecto. Se va a proponer un modelo de seguidor solar a 1 eje (este tipo de seguidor es el que se ha usado en la simulación de PVGIS) y, en la sección económica, se valorará la viabilidad de instalarlos.

El módulo de seguidores propuesto es el DEGER S60H. Este tiene capacidad para 26 módulos y soporta velocidades de viento de 167 km/h (carga máxima). Cuenta con tecnología de seguimiento MLD (Maximum Light Detection).



5.3 CAJA DE CONEXIONES

Las cajas de conexiones fotovoltaicas son un elemento de seguridad que protege frente a sobretensiones. Se instalan entre los paneles y los inversores.



Figura 25: Combiner box escogida

Se escoge un modelo que permite conectar 12 entradas y soporta un máximo de 160A. Cada entrada de forma individual soporta intensidades de hasta 35A, y la tensión nominal es de 1100V. Se trata del PVC DC 2I 10 6MPP RD WM4 11 de *Weidmuller*. Cada string tiene una intensidad de 13.28A, que está dentro de lo admisible. Cada caja de conexiones

acumularía una potencia de 156 kVA. Sería necesario instalar un total de 40 cajas de conexiones.

5.4 ELECCIÓN DE INVERSORES DE CORRIENTE

La elección del modelo de inversor de corriente está directamente relacionada con la elección de paneles. El modelo escogido debe ser capaz de cubrir en torno al 80 o 90% de la potencia máxima de la planta, lo que supone unos 5 MW. Se escoge el PVS980-58 de ABB (modelo PVS980-58 5.0 MVA). Sus características son las siguientes:

Product Type designation, PVS980-58	PVS980-58 4.3 MVA -4348kVA-I	PVS980-58 4.6 MVA -4565kVA-J	PVS980-58 4.8 MVA -4782kVA-K	PVS980-58 5.0 MVA -5000kVA-L
Input (DC)				
Maximum recommended input power (PPV,max) ²¹	8696 kWp	9130 kWp	9564 kWp	10000 kWp
Maximum DC short circuit current	16 kA			
Maximum operational DC current	5300 A			
Maximum operational DC voltage (U _{max} (DC)) ²¹	1500 V			
DC voltage range for maximum power (U _{dc, mpp}) @ -20 to +25 °C	850 to 1350 V	893 to 1350 V	935 to 1350 V	978 to 1350 V
DC voltage range for maximum power (U _{dc, mpp}) @ 35 °C	850 to 1250 V	893 to 1250 V	935 to 1250 V	978 to 1250 V
DC voltage range for maximum power (U _{dc, mpp}) @ 50 °C	850 to 1100 V	893 to 1100 V	935 to 1100 V	978 to 1100 V
Number of MPPT trackers	1			
Number of protected DC inputs ²¹	20-36 (+/-)			

Figura 26: Características inversor elegido – DC Input

Output (AC)				
Power @ 25 °C	4348 kVA	4565 kVA	4782 kVA	5000 kVA
AC current @ 25 °C	4184 A			
Power @ 35 °C	4229 kVA	4441 kVA	4652 kVA	4864 kVA
AC current @ 35 °C	4070 A			
Power (S _{N(AC)}) @ 50 °C	3845 kVA	4037 kVA	4229 kVA	4421 kVA
AC current (I _{N(AC)}) @ 50 °C	3700 A			
Nominal output voltage (U _{N(AC)}) ⁴¹	600 V	630 V	660 V	690 V
Output frequency ⁵¹	50/60 Hz			
Harmonic distortion, current ⁴⁰	< 3%			
Maximum AC short circuit current from network	80 kA (1 s RMS)			
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT			

Figura 27: Características inversor elegido – AC Output

El inversor tiene una potencia nominal de 5000 kVA. La potencia de la planta es de 6130 kVA, por lo que se obtendría un factor de 1,23 (6130/5000). Esto se alinea con las prácticas habituales.

Se puede observar que la tensión resultante (980V) está dentro del rango de operación (978~1100V) y la intensidad es menor a la admisible. La planta cuenta con 40 cajas de conexiones, lo que implica que se necesitan 40 entradas al inversor. La hoja de características indica que como máximo se admiten en torno a las 36 entradas. Esto es algo inferior a 40, pero se indica que la cifra es aproximada y, además, si fuese necesario se podría hacer un nuevo agrupamiento de cables para reducir los inputs necesarios.

El precio de cada inversor es difícil de determinar, puesto que son de tamaño industrial y por tanto no se pueden adquirir a través de los canales habituales. En base a la experiencia de profesionales de la industria, se estima el coste de los inversores entre 54 y 87 €/kVA. Esto se traduce en un precio entre 270 000 € y 435 000 €. Se coge un precio por tanto de unos 350 000 €.

5.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Se continúa con el diseño del centro de transformación. El objetivo es elevar la tensión a 20 kV. Se deberán instalar varios transformadores junto con las debidas protecciones (celdas de línea, seccionadores, celdas de medida, etc.).

La potencia máxima de salida de los inversores es de 5.000 kVA. Se decide usar transformadores de la gama *.dis* del fabricante Ormazábal, el objetivo es que sea posible evacuar toda la potencia que admiten los inversores. El catálogo da los siguientes datos:

Características eléctricas													
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
Tensión asignada (U)	Primaria [kV]	< 24											
	Secundaria en vacío [V]	420											
Grupo de Conexión		Dyn11											
Pérdidas en Vacío - P _v [W]		81	130	189	270	387	540	585	693	855	1080	1305	1575
Pérdidas en Carga - P _c [W]		750	1250	1750	2350	3250	4600	6000	7600	9500	12000	15000	18500
Impedancia de Cortocircuito (%) a 75°C		4											
Nivel de Potencia Acústica L _{wA} [dB]		38	40	43	46	49	51	52	54	55	57	59	62
Caída de tensión a plena carga (%)	cosφ=1	1,57	1,32	1,17	1,02	0,89	0,81	0,93	0,94	0,94	0,93	0,93	0,92
	cosφ=0,8	3,45	3,31	3,21	3,12	3,03	2,98	4,26	4,27	4,27	4,26	4,26	4,26
Rendimiento (%)	CARGA 100%	98,37	98,64	98,80	98,96	99,10	99,19	99,18	99,18	99,18	99,19	99,19	99,20
	cosφ=0,8	97,96	98,30	98,51	98,71	98,88	98,99	98,98	98,97	98,98	98,99	98,99	99,01
Rendimiento (%)	CARGA 75%	98,65	98,90	99,03	99,16	99,27	99,34	99,34	99,34	99,34	99,35	99,35	99,37
	cosφ=0,8	98,35	98,63	98,79	98,95	99,09	99,18	99,18	99,18	99,18	99,19	99,19	99,21
Dimensiones* [mm]													
Arrollamientos de Aluminio													
Núcleo ferromagnético de material acero magnético de grano orientado													
Potencia asignada [kVA]		50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500**
A (Largo)		1040	1150	1250	1300	1360	1440	1676	1696	1700	1700	2010	2180
B (Ancho)		768	773	763	849	908	959	1040	1040	1040	1040	1260	1370
C (Alto a tapa)		940	988	1118	1140	1260	1395	1437	1557	1593	1758	1785	2010
D1 (Alto a MT con Porcelana MT)		1325	1373	1503	1525	1645	1780	1822	1942	1978	2143	2170	2395
D3 (Alto a MT Borna enchufable MT)		1030	1078	1208	1230	1350	1485	1527	1647	1683	1848	1875	2100
D2 (Alto a BT con Palas)		1100	1148	1278	1374	1494	1656	1770	1890	1926	2127	2154	2440
F (Separación MT)		275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
H (Separación entre BT)		80	80	80	150	150	150	150	150	150	200	200	200
J (Distancia entre ruedas)		520	520	520	520/670	670	670	670	670	820	820	820	1070
K (Ancho rueda)		40	40	40	40	40	40	40	40	70	70	70	70
Ø (Diámetro rueda)		125	125	125	125	125	125	125	125	200	200	200	200
L (Rueda)		110	110	110	110	110	110	110	110	165	165	165	165
Peso núcleo magnético (kg)		260	410	585	790	925	1300	1485	1730	1780	1628	2006	2431
Peso conductores (kg)		110	150	180	230	330	450	600	630	740	641	698	740
Peso líquido dieléctrico (kg)		184	266	328	374	418	506	552	552	902	898	1111	1294
Volumen líquido dieléctrico (Litros)		200	289	356	407	454	550	600	600	980	977	1208	1407
Peso total (Kg)		744	1036	1334	1662	2034	2738	3371	3787	4274	4368	5429	6290

(*) Las dimensiones pueden variar ligeramente en función de las tensiones
(**) Por favor, contacte con **Ormazabal** para valores técnicos superiores a 2500 KVA o para otros modelos con características técnicas específicas.

Figura 28: Características del transformador escogido

La instalación de 2 transformadores de 2.500kVA serían suficientes para cubrir toda la planta. Dado que la potencia de nominal de los transformadores es superior a los 1.000kVA, es necesario instalar interruptores automáticos en el lado de media tensión. En el lado de baja se instalarán interruptores diferenciales

Este sería un esquema aproximado de los transformadores y las celdas:

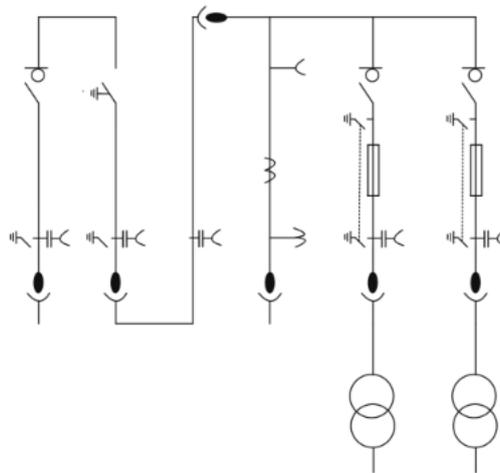


Figura 29: Esquema eléctrico del CT y CS

5.5.1 CELDA DE LÍNEA

Se escoge el modelo *cgmcosmos-I*, del fabricante Ormazabal. Concretamente el modelo con 24kV de tensión asignada. La hoja de características es la siguiente:

Características eléctricas		IEC		ANSI/IEEE	
Tensión asignada	U _n [kV]	12*	24	15.5	27
Frecuencia asignada	f [Hz]	50/60		50/60	
Corriente asignada					
Interconexión general de embarrado y celdas	I _g [A]	400/630		600	
Línea	I _l [A]	400/630		600	
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)					
Entre fases y tierra	U _d [kV]	28	50	35	60
A través de la distancia de seccionamiento	U _d [kV]	32	60	38,5	66
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo					
Entre fases y tierra	U _p [kV]	75	125	95	125
A través de la distancia de seccionamiento	U _p [kV]	85	145	104,5	137,5
Clasificación arco interno	IAC	AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/20** kA 1 s/25 kA 1 s AFL[R**] 20** kA 1 s		AFL 16 kA 0,5 s/16 kA 1 s/20** kA 1 s/25 kA 1 s	
Tensión de corriente continua soportada	[kV]	48 kV sin dispositivo de comprobación de cable 50 kV con dispositivo de comprobación de cable		53	78
Interruptor-seccionador		IEC 62271-103 + IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito principal)					
Valor t _n = (x) s	I _k [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65
Poder de corte de corriente principalmente activa	I ₁ [A]	400/630		600	
Poder de corte - carga de cable / poder de corte carga de línea	I _{ca} [A]	50/1,5		15	
Poder de corte bucle cerrado	I _{ca} [A]	400/630		600	
Poder de corte de falta a tierra	I _{ca} [A]	300		n/a	
Poder de corte de cables y líneas en vacío en condiciones de falta a tierra	I _{cb} [A]	100		n/a	
Corriente de conmutación de magnetización del transformador	[A]	21		21	
Poder de cierre del interruptor principal (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65
Categoría del interruptor					
Endurancia mecánica		1000-M1/5000-M2		1000/5000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E3		3	
Seccionador de puesta a tierra		IEC 62271-102		IEEE C37.74	
Corriente admisible asignada de corta duración (circuito de tierra)					
Valor t _n = (x) s	I _k [kA]	16/20** (1/3 s)/25 (1 s)		20** (1/3 s)/25 (1 s)	
Valor de pico	I _p [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65
Poder de cierre del seccionador de puesta a tierra (valor de pico)	I _{ma} [kA]	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 40/52**/62,5 60 Hz: 41,6/52**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65	50 Hz: 52**/62,5 60 Hz: 54,6**/65
Categoría del seccionador de puesta a tierra:					
Endurancia mecánica (manual)		1000-M0		1000	
Ciclos de maniobras (cierres en cortocircuito)- clase		5-E2		3	

* También disponible con U_n = 7,2 kV bajo demanda
 ** ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA y 25 kA/65 kA
 *** Con escape de gas hacia arriba por un conducto para celdas de 1740 mm de altura y hacia foso para celdas de 1300 mm de altura

Figura 30: Características de la celda de línea

5.5.2 CELDA DE MEDIDA

Se escoge el modelo *cgmcosmos-m*. La hoja de características es la siguiente:

Características eléctricas		IEC	ANSI/IEEE
Tensión asignada	U_n [kV]	12*	24
Frecuencia asignada	f [Hz]	50/60	50/60
Corriente asignada			
Interconexión general de embarrado y celdas	I_n [A]	400/630	400/630
Tensión asignada de corta duración soportada a frecuencia industrial (1 min)			
Entre fases y tierra	U_d [kV]	28	50
Tensión soportada asignada a impulso tipo rayo			
Entre fases y tierra	U_p [kV]	75	125
Clasificación arco interno	IAC	AFL 20** kA 0,5 s/20** kA 1 s	
Corriente admisible asignada de corta duración Valor $t_x = (x)$ s	I_x [kA]	16/20** (1/3 s) / 25 (3 s)	

* También disponible con $U_n = 7,2$ kV bajo demanda ** Ensayos realizados a 21 kA/52,5 kA

Figura 31: Características de la celda de medida

5.6 CABLEADO

Se distinguen distintos sectores dentro de la planta solar. Estos serían los siguientes:

1. Cableado entre módulos fotovoltaicos: cada string está compuesto por un conjunto de 23 módulos fotovoltaicos que deben conectarse entre sí (se utiliza la conexión serie para aumentar la tensión del string, tal y como se dijo en secciones previas).
2. Cableado entre módulos y cajas de conexión
3. Cableado entre cajas de conexión e inversores: cableado de baja tensión y circuitos de corta longitud.
4. Cableado entre inversores y transformador: esta instalación seguirá siendo de baja tensión, pero se ha pasado ya a corriente alterna. Cableado de corta longitud.
5. Cableado entre centro de transformación y subestación: se ha pasado ya a media tensión. Será un cableado de longitud muy alta.

Cabe destacar que, por normativa, la caída de tensión máxima admisible entre la red de distribución y el generador (en este caso será desde el centro de transformación de la planta) no puede ser superior al 1,50%.

5.6.1 CABLEADO ENTRE PANELES

Para la conexión entre paneles se escoge un cable H1Z2Z2-K, de la serie “*Exzhellent Class Solar.*” La corriente esperada por este conductor es de 14,16 A. El fabricante indica que se debe aplicar una corrección de 0,85 por estar el cableado expuesto al sol (las intensidades máximas vienen dadas para una temperatura ambiente de 40°C, que es aproximadamente la temperatura máxima que se alcanza en la zona). La caída de tensión no se comprueba ya que se trabaja con intensidad bajas y longitudes cortas. Se escoge la menor sección posible:

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. Ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caída de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Figura 32: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre paneles

El precio es de aproximadamente 1,50 €/km¹². La longitud estimada es del 90% de la longitud total de los strings (esto supone dar un margen de seguridad elevado en el cálculo). Esto equivaldría a lo siguiente:

$$\text{Longitud} = \text{ancho panel} \cdot \text{paneles por string} \cdot \text{número de strings}$$

$$\text{Longitud} = 1,134 \cdot 23 \cdot 430 = 11,22 \text{ km}$$

5.6.2 CABLEADO ENTRE PANELES Y CAJA DE CONEXIÓN

La intensidad máxima esperada en este tramo es de 14,16 A, igual que en el caso del cableado anterior. Tampoco es necesario comprobar la caída de tensión. Se escoge por tanto el mismo tipo de cable. El precio, en consecuencia, es el mismo. Para calcular la longitud de estos conductores se sigue el siguiente proceso. Se tienen 4 pasillos centrales, a lo largo de los cuales se distribuirán las 40 cajas de conexiones (10 cajas por pasillo haciendo una media). Se divide el largo de la parcela entre el número de cajas por pasillo, de forma que se obtiene la distancia entre cajas:

$$\text{Distancia} = \frac{520}{10} = 52,00 \text{ m}$$

Se escoge por tanto un cable de 60 metros por cada entrada de cada caja. Es una distancia de cable muy elevada, dado que se coge para todas las entradas la distancia crítica (cuanto más cerca está el string de la caja, más corto sería el cable). Esto hace un total de:

$$\text{Longitud} = 60 * 12 * 36 = 25920 \text{ m}$$

¹² No se proporciona el precio exacto en el catálogo utilizado, por lo que se usan los precios de cables similares del mismo fabricante.

5.6.3 CABLEADO ENTRE CAJA DE CONEXIÓN E INVERSOR

En este caso la intensidad es superior a los anteriores, puesto que a cada caja de conexiones se conectarán 12 strings. La intensidad es por tanto de unos 170 A. La corrección aplicada no cambia: 0,85 por estar expuestos al sol.

Número de conductores x sección mm ²	Diámetro máximo del conductor mm (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Radio mínimo de curvatura dinámico mm	Radio mínimo de curvatura estático mm	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. Ambiente 60 °C y t conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1 x 4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1 x 16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1 x 25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1 x 35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1 x 50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1 x 70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1 x 95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1 x 120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1 x 150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1 x 240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Figura 33: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre cajas de conexión e inversores

El precio es de aproximadamente 30 €/km.

La longitud necesaria es sencilla de calcular (al igual que en los casos anteriores, se sobredimensionarán las longitudes dado que el precio es muy bajo). El cable de mayor longitud será de unos 650 metros (la longitud de la finca más un tramo horizontal hasta el inversor, que estará localizado junto al CT en uno de los extremos). A cada uno de los siguientes cables se les irán restando 50 metros (separación aproximada entre cajas). Esto sumaría un total de 4050 metros por pasillo, y un total de 12200 metros en la estación. Se dejará esta cifra en 12000 metros dado que se ha sobredimensionado y es más sencillo trabajar con números redondos.

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U}$$

$$e = \frac{2 \cdot 156 \cdot 10^3 \cdot 650}{27,80 \cdot 5 \cdot 240 \cdot 980} = 6,20 \text{ V}$$

La caída de tensión es un factor limitante en este caso, ya que se transfiere una potencia elevada en estructura monofásica. Es necesario instalar 4 conductores de 240 mm².

5.6.4 CABLEADO ENTRE INVERSOR Y CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Como se ha dicho previamente, el inversor se instala junto al centro de transformación con el fin de minimizar la longitud de esta línea. En este caso se trabaja con una línea trifásica y con elevadas potencias e intensidades. Se dimensiona el cable para la máxima intensidad por fase que puede dar el inversor según su hoja de características, pero teniendo en cuenta que alimenta 2 transformadores. Esto significa que el cable deberá soportar unos 2100 A. Se usa la serie *Harmohny* y se realiza la instalación soterrada bajo tubo, por lo que no se aplica factor de corrección por exposición al sol:

Sección mm ²	Diámetro conductor* mm	Espesor de aislam.* mm	Ø nom. aislam. mm	Diámetro exterior* mm	Radio mínimo de curvatura (posición final) mm	Peso aprox. kg/km	Intensidad máxima de corriente al aire (1)		Intensidad máxima de corriente directamente enterrado (2)		Intensidad máxima de corriente bajo tubo y enterrado (3)		Resistencia del cond. (Ω/km)	Máxima caída de tensión dc (V/A·Km)
							2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A	2 Cables A	3 Cables A		
1 x 16	4,65	0,7	6,1	8,3	41,5	85	95	76	76	64	71	59	1,910	3,82
1 x 25	5,85	0,9	7,7	9,9	49,5	124	121	103	98	82	90	75	1,200	2,40
1 x 35	6,75	0,9	8,6	10,8	54	153	150	129	117	98	108	90	0,868	1,736
1 x 50	8,0	1	10,1	12,5	62,5	200	184	159	139	117	128	106	0,641	1,282
1 x 70	10,0	1,1	11,9	14,5	72,5	265	237	206	170	144	158	130	0,443	0,886
1 x 95	11,2	1,1	13,8	15,8	79	340	289	253	204	172	186	154	0,320	0,640
1 x 120	12,6	1,2	15,3	17,4	87	420	337	296	233	197	211	174	0,253	0,506
1 x 150	13,85	1,4	17	19,3	96,5	515	389	343	261	220	238	197	0,206	0,412
1 x 185	16,0	1,6	19,4	21,4	107	645	447	395	296	250	267	220	0,164	0,328
1 x 240	18,0	1,7	22,1	24,2	121	825	530	471	343	290	307	253	0,125	0,250
1x 300	20,0	1,8	24,3	26,7	133,5	1035	613	547	386	326	346	286	0,100	0,200
1 x 400	22,6	2,0	27,0	30,0	150	1345	740	663	448	370	415	350	0,0778	0,156
1 x 500	26,0	2,2	30,4	33,6	252	1660	856	770	510	420	470	400	0,0605	0,121
1 x 630	30,0	2,4	34,8	38,6	290	2160	996	899	590	480	545	460	0,0469	0,094

Figura 34: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre inversores y centro de transformación

Se deben instalar 5 conductores por fase ($460 \cdot 5 > 2100$ A). Se calcula la caída de tensión:

$$e = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U}$$

$$e = \frac{5 \cdot 10^6 \cdot 15}{27,80 \cdot 5 \cdot 630 \cdot 400} = 2,14 \text{ V}$$

La caída de tensión es de un 0,52%, es decir, es admisible.

5.6.5 CABLEADO ENTRE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y SUBESTACIÓN

En primer lugar, es necesario definir por donde discurrirá la línea de evacuación. Se decide que esta vaya soterrada bajo tubo en lugar de ser aérea. Se intentará que esta discurra junto a caminos para facilitar su instalación, aunque en determinados puntos tendrá que discurrir por la linde entre parcelas. La propuesta es la siguiente:



Figura 35: Propuesta de recorrido para la línea de evacuación de media tensión

Se ha trazado la ruta propuesta en *Google Earth* para poder conocer con un nivel aceptable de precisión la longitud que tendría. El resultado es de 7,99 km. Para trabajar con cierto margen de seguridad, se establece una longitud de 8,50 km. Al ser una distancia larga, será necesario analizar la caída de tensión en el circuito. Se permitirá una caída de tensión del 1,00%. La instalación se soterrará bajo tubo para proteger el cableado.

Se sigue usando el mismo catálogo de conductores, pero en este caso se pasa a la serie *Vulpren*. Los datos que proporciona el fabricante son los siguientes:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS:

1x sección conductor (Al) mm ²	Intensidad máxima admisible bajo el tubo y enterrado* A	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* A	Intensidad máxima al aire** A	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1s A	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1s*** A	
					12/20 kV (pant. 16 mm ²)	18/30 kV (pant. 25mm ²)
	12/20 kV y 18/30 kV					
1 x 50 (2)	135	145	180	4250	2880	
1 x 95	200	215	275	8080	2880	4250
1 x 150 (1)	255	275	360	12800	2880	4250
1 x 240 (1)	345	365	495	20400	2880	4250
1 x 400 (1)	450	470	660	34000	2880	4250
1 x 630 (1)	590	615	905	53600	2880	4250

[1] Secciones normalizadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV.

[2] Sección normalizada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV.

[*] Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K-m/W.

[**] Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C.

[***] Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949.

Figura 36: Tabla del fabricante para cableado de conexión entre centro de transformación y subestación eléctrica

Se aplica corrección por profundidad (se estima una profundidad de 1,25 metros, por lo que la corrección es de 0,98) y por agrupamiento de cables (habrá una línea proveniente de cada transformador, por lo que se aplica una corrección de 0,80). No se aplica corrección por temperatura ya que se considera que a la profundidad escogida la temperatura del terreno es de 25°C aproximadamente de forma constante durante el año. Las correcciones vienen dadas por el fabricante:

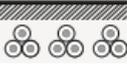
Tipo de instalación	Sección de los termos	Número de termos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados 	En contacto (d = cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo 	En contacto (d = cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Figura 37: Tabla de corrección por agrupamiento

Profundidad (m)	Cables directamente enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²	≤ 185 mm ²	> 185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Figura 38: Tabla de corrección por profundidad

Se escoge por tanto el cable trifásico de 150 mm² de sección. Se calcula la caída de tensión:

$$e = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U}$$

$$e = \frac{2,5 \cdot 10^6 \cdot 8500}{27,80 \cdot 150 \cdot 20000} = 127,40 \text{ V}$$

La caída de tensión obtenida es del 0,53% aproximadamente

El precio es de 22,51 €/km. Al ser una línea trifásica, pasa a 67,53 €/km aproximadamente.

5.7 RESUMEN DE RESULTADOS

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de todos los resultados obtenidos:

Número de paneles	10 858
Paneles por string	23
Número de strings	473
Número de cajas de conexiones	40
Número de inversores	1

Tabla 9: Resumen de la instalación

Cableado	Longitud [m]	Precio [€/km]	Coste
Entre paneles	11 210	1,50	16,82 €
String – caja de conexiones	25 920	1,50	38,88 €
Caja de conexiones – inversor	12 000	30	360,00 €
Inversor - CT	300	45,00	13,50 €
CT – Subestación transformadora	8 500	70,00	1190,00 €

Tabla 10: Resumen cableado

El coste total de cableado sería de unos 1600 €. Para añadir todos los tubos necesarios y dejar margen para gastos imprevistos, se sube el presupuesto para cableado a 2000 €. Es un gasto despreciable frente al resto de la inversión por lo que se ha dejado un margen de seguridad muy elevado.

5.8 TRANSFORMADOR DE LA SUBESTACIÓN

Es necesario también seleccionar el transformador que deberá instalarse en la subestación transformadora. Se puede ver a través de *Google Earth* que dicha subestación tiene espacio suficiente para poder instalarlo:



Figura 39: Vista aérea de la subestación transformadora

El transformador debe ser capaz de soportar la máxima potencia que la planta puede evacuar, es decir, 5 MVA (teniendo en cuenta capacidad de inversor y transformadores.). Se elevará la tensión de 20 a 220 kV. No existen catálogos a disposición del consumidor para transformadores de este tipo por lo que no es posible determinar un modelo exacto. Consultando a expertos del sector, se estima un precio de unos 250 000€.

Capítulo 6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez se ha realizado el diseño técnico, es necesario analizar si este es económicamente viable. Por un lado, se deben definir claramente los costes. Hay que determinar la inversión necesaria, así como costes de operación, mantenimiento, etc. Por otro lado, hay que calcular los ingresos esperados. Todos los valores serán aproximados, pero permiten determinar la viabilidad del proyecto.

Además de los costes e ingresos mencionados previamente, hay otros factores que afectan directamente a la rentabilidad de un proyecto como este. Dependiendo de la exhaustividad del análisis, se podrán o no obviar. Ejemplos de estos tipos de costes son:

- Recalificación de terrenos: el terreno donde se desea instalar la planta solar es de uso rural, por lo que se tendría que recalificar para poder utilizarse como planta solar. Esto conlleva unos costes que se obviarán en el análisis económico.
- Alquiler o compra de terrenos: se va a asumir que se compran los terrenos. El precio se determinará en el apartado correspondiente.
- Mano de obra: además de tener en cuenta el coste de adquisición de cada elemento de la planta, es necesario contar con el coste de instalación de estos. Se debe contar también con el trabajo que requerirá preparar el terreno. Se estimará el coste en próximos apartados.
- Inversión en material complementario: además de invertir en la adquisición de paneles, transformadores, cableado y tecnología en general, es necesario adquirir otros elementos como vallado, seguridad, iluminación, etc. Se despreciarán estos costes, ya que son muy bajos en comparación con el total de la inversión y, adicionalmente, serían difíciles de estimar.
- Uso de la subestación transformadora: la compañía propietaria de la subestación transformadora (Iberdrola en este caso) cobra una tarifa por el uso de esta. Es difícil determinar esta tarifa por lo que, dado que tampoco va a ser determinante en la viabilidad del proyecto, se omitirá.

- Impuestos: se debe pagar un 7% de la generación.¹³ Adicionalmente habría otros gastos que se van a ignorar para simplificar el cálculo.
- Pago de intereses por la deuda adquirida: la inversión inicial requerirá de un préstamo, que de concederse conllevaría el pago de los intereses acordados.

6.1 INVERSIÓN

Se comienza calculando la inversión necesaria. Esta se divide en 3 subgrupos: la inversión en la adquisición de los terrenos, la inversión en apartamentada y la mano de obra.

6.1.1 COMPRA DE TERRENOS

Para determinar el coste de comprar el terreno se utiliza un estudio realizado por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación en 2022.¹⁴ Se toman datos desde 2016 hasta 2021. Se presentan a continuación los datos obtenidos en forma de gráfica:

¹³ En el momento de la elaboración del proyecto, este impuesto se encuentra suspendido hasta final de año (2023) por decreto del Gobierno a causa de la crisis energética europea.

¹⁴ (Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2022)

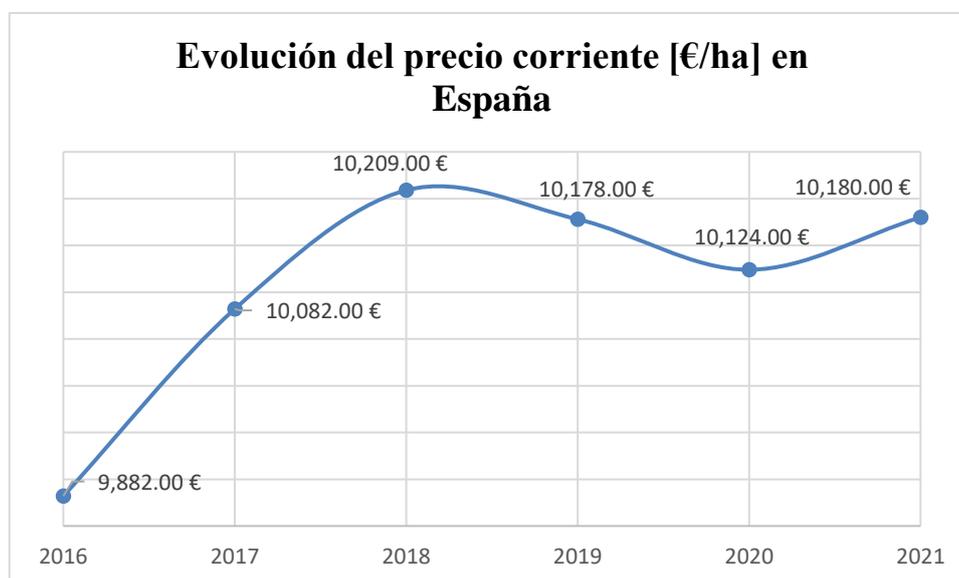


Figura 40: Evolución del precio corriente [€/ha] entre 2016 y 2021 en España

Atendiendo a este mismo informe, la evolución del precio en Castilla La Mancha es algo distinta:

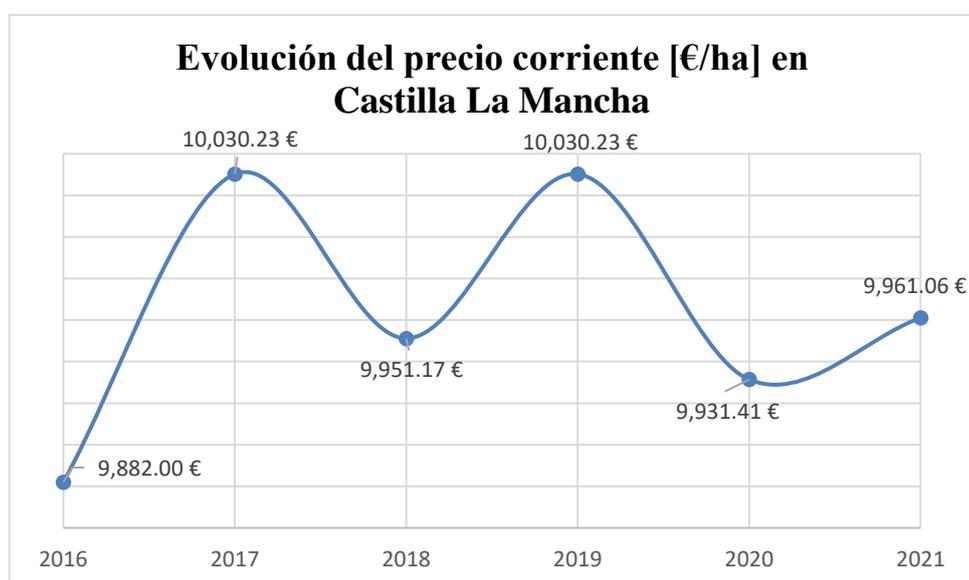


Figura 41: Evolución del precio corriente [€/ha] entre 2016 y 2021 en Castilla La Mancha

Se decide tomar un precio de 10 000 € por hectárea. Esto supondría una inversión total de 115 000 € para adquirir Los Perdigos.

6.1.2 COMPRA DE APARAMENTA

Se han ido mostrando la aparamenta escogida en la sección anterior. En la siguiente tabla se muestran todos los costes agrupados:

Paneles	1 954 440 €
Inversores	350 000 €
Cajas de conexiones	60 000 €
Cableado	2 000 €
Transformadores	290 000€
Total	2 656 440 €

No se han incluido los seguidores solares, ya que la viabilidad de su instalación se analizará posteriormente.

6.1.3 MANO DE OBRA

El gasto en mano de obra se estima de la siguiente manera: se trabajarán 8 horas diarias, 24 días al mes, durante 10 meses. El equipo será de 20 trabajadores y se pagará 8 €/hora. Esto resulta en un total de 307 200 €.

6.1.4 RESUMEN DE INVERSIÓN

Se muestra a continuación el conjunto de gastos de la inversión:

Aparamenta	2 656 440 €
Terrenos	115 000 €
Mano de obra	307 200 €
Total	3 078 640 €

6.2 COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se continúa analizando los costes de la planta. Por un lado, habrá costes de mantenimiento de todos los elementos de la planta. Este es un coste variable, se estima que será de unos 4 €/kWp anuales de media. Dado que se han instalado un total de 6 130 kW, los costes de mantenimiento ascienden a 24 520 € anuales. Por otro lado, es necesario alimentar la maquinaria de la planta para su funcionamiento. Para ello se utilizará la propia energía generada. Dado que el consumo no será elevado, se considera que este está incluido en las pérdidas que se introdujeron al realizar la simulación con PVGIS en apartados anteriores.

6.3 INGRESOS

Finalmente, se estiman los ingresos anuales de la planta. Estos se van a calcular de forma muy simplificada. Si se quisiese hacer el cálculo preciso se debería analizar el Real Decreto 413/2014. Este establece que, además de la retribución por la venta de la energía producida y solo durante la vida útil de la planta (30 años), las plantas fotovoltaicas recibirían una retribución adicional compuesta por la retribución a la operación y a la inversión.

Dentro de la adaptación de la retribución que se va a usar en este proyecto, se hacen algunas simplificaciones adicionales. Se asume que todos los años serán exactamente iguales en lo relativo a radiación recibida. Se ha de tener en cuenta la degradación de los paneles solares, lo que provocaría una disminución de la producción. Esta degradación es baja, se establece en un 0.5% anual.

Se vio en secciones anteriores que la producción esperada para la planta es de 9.84 GWh si no se instalan seguidores solares, y de 13.19 GWh si se instalan. Esta sería la producción del año 0, es decir, sin degradación en los paneles. La evolución anual sería la siguiente:

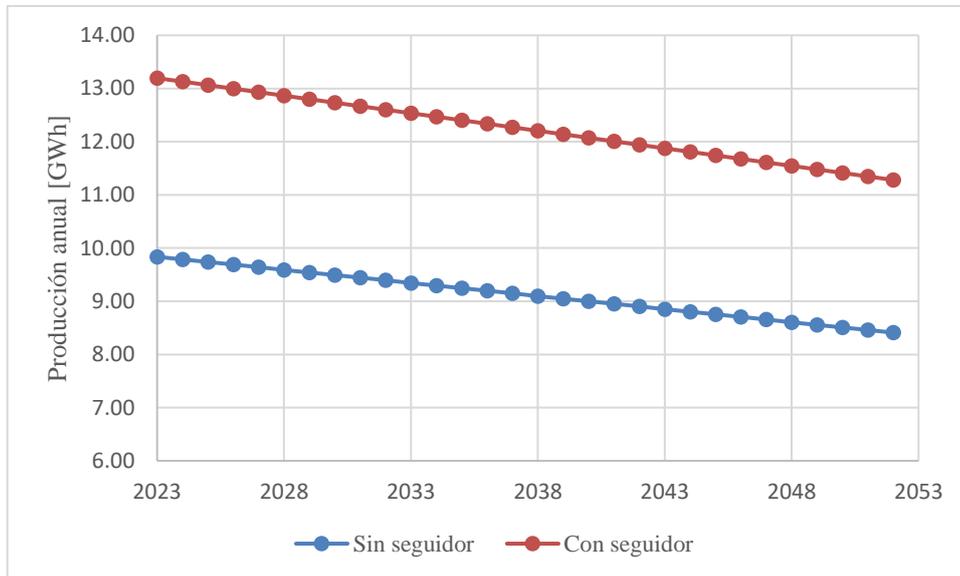


Figura 42: Evolución de la producción de la planta año a año

Establecer el precio de venta de la energía es complicado, ya que este varía día a día y, además, actualmente hay mucha incertidumbre a causa de la crisis energética. OMIE ofrece los siguientes datos históricos:

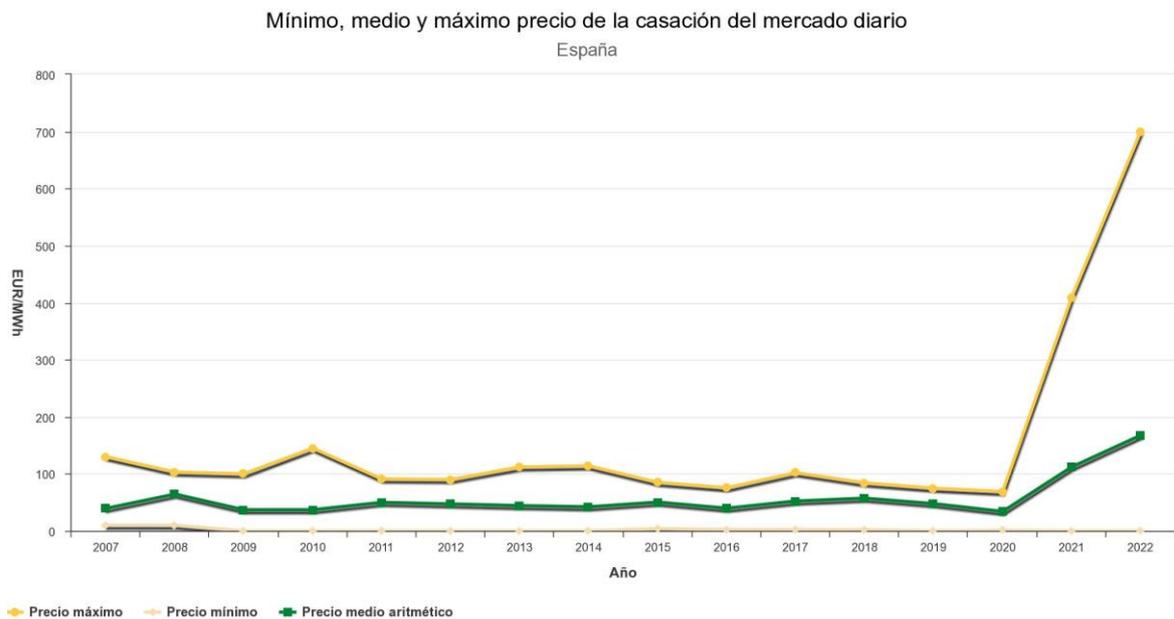


Figura 43: Evolución del precio de la casación del mercado diario. Fuente: OMIE

Se puede ver claramente como a partir de 2020 se dispara el precio de la energía. Los datos llegan hasta 2022. Se muestra a parte la evolución de los precios en 2023:

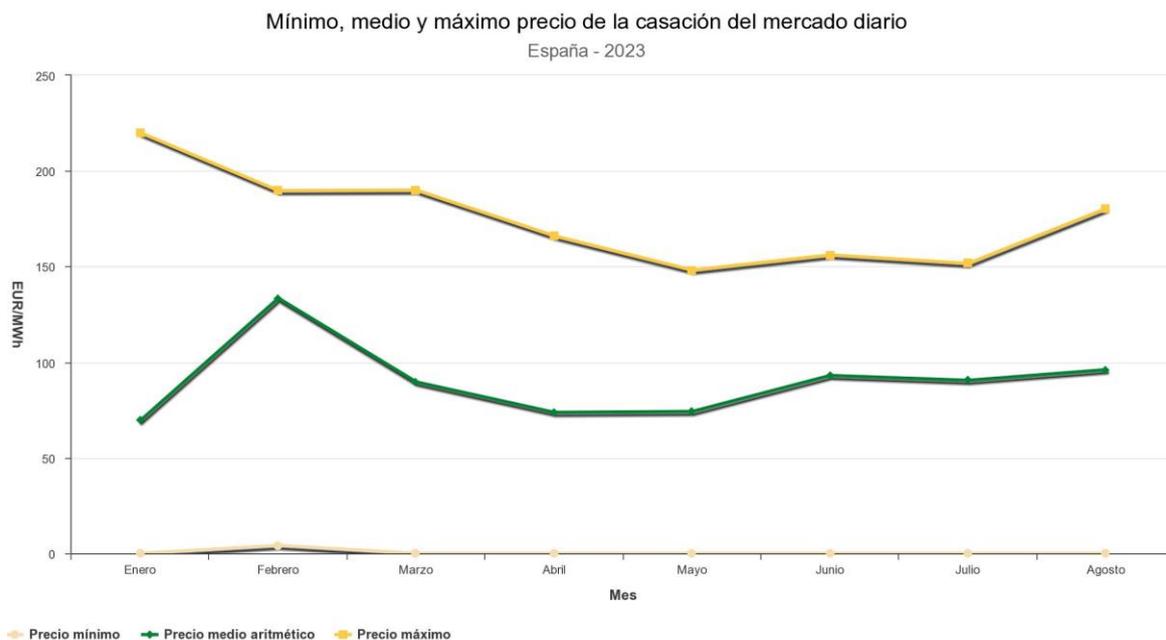


Figura 44: Evolución del precio de la casación del mercado diario en 2023. Fuente: OMIE

En 2023 el precio parece haberse estabilizado en torno a los 80 €/MWh. Las previsiones indican que los precios seguirán bajando en los próximos años hasta alcanzar valores razonables de nuevo. Dado que se trata de un proyecto con una vida esperada de 30 años, se tomarán valores previos a la crisis energética. En concreto, se tomarán 50 €/MWh.

Una vez se ha determinado el precio de la energía pueden obtenerse los ingresos anuales:

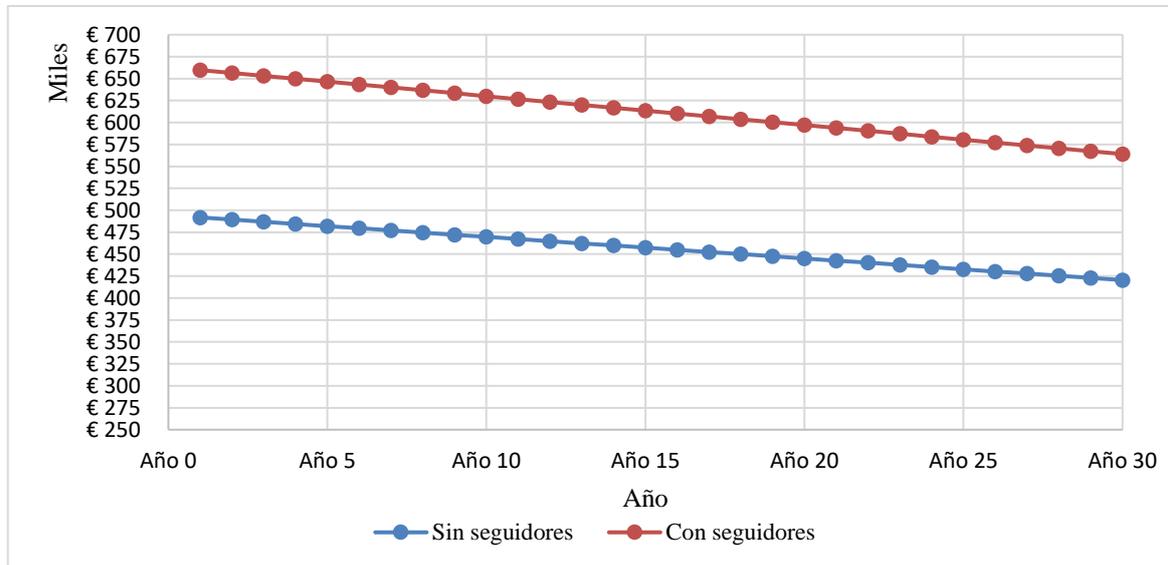


Figura 45: Ingresos anuales con y sin seguidores desde el año 1 hasta el año 30

La diferencia de ingresos acumulada a lo largo de los 30 años es algo menor de 5 M€. Este es un dato que será relevante a la hora de decidir sin instalar seguidores solares o no.

6.4 CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Conocidos la inversión, los gastos y los ingresos, es posible analizar la rentabilidad de la planta solar. Como se dijo en la introducción, hay diversas maneras de analizarla. En este proyecto usaremos 3 métodos distintos: el cálculo del VAN, de la TIR (tasa interna de retorno) y del ROI (return on investment).

Al calcular el VAN se determinará si es viable la instalación de seguidores solares. El análisis se basará en determinar el precio máximo que se puede pagar por los seguidores para alcanzar el VAN obtenido en el caso sin seguidores. Se considerará un aumento en los ingresos (Figura 45) y un aumento en los gastos de mantenimiento (para hacer un análisis conservador, estos se duplicarán).

6.4.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

A través del VAN podremos conocer el valor del proyecto, así como el tiempo que tardaría en ser rentable. Se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$VAN = -Inversión + \sum_{t=1}^{30} \frac{CF_t}{(1+k)^t}$$

Es necesario determinar la tasa de descuento k , para ello se debe estimar el interés del proyecto. Este está compuesto de dos elementos: una tasa de riesgo libre y la tasa de riesgo del proyecto. Actualmente, el bono español tiene una tasa de rendimiento de aproximadamente un 4,00%, esta es la tasa de riesgo libre. La tasa de riesgo del proyecto se estima en un 2%. Se obtiene por tanto un interés del 6,00%. Se puede extraer de aquí la tasa de descuento:

$$k = \frac{i}{1-i}$$

$$k = \frac{0,06}{1-0,06} = 6,38\%$$

Con esta tasa de descuento obtendríamos la siguiente evolución económica:

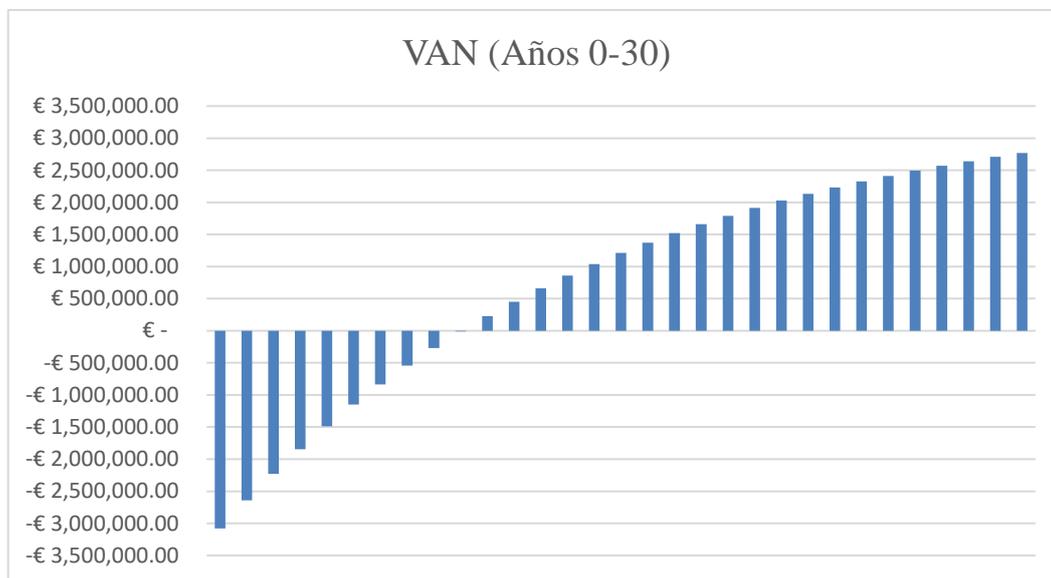


Figura 46: Evolución del VAN del año 0 al 30 sin seguidores

El VAN a 30 años es de 2 769 525 €. Se alcanzaría un VAN positivo en aproximadamente 10 años.

Se procede ahora a determinar la viabilidad de la instalación de seguidores. Como se ha dicho previamente, además de modificar la producción se duplicarán los gastos de mantenimiento, dado que los seguidores son susceptibles de sufrir averías y necesitan cuidados adicionales. Para un VAN de 2 769 525 € (el obtenido en el caso sin seguidores) se obtiene una inversión máxima de 1 783 091 € (esta inversión haría el VAN en el último año de inversión igual al obtenido sin seguidores). Esto equivale a aproximadamente 164 €/panel.

Es complicado determinar el precio real de los seguidores solares por lo que se ha recurrido a la experiencia de expertos en la industria. En plantas grandes y tomando el precio de una gran compañía, se están pagando en torno a 57 €/panel. Este no es un precio realista dado que tiene un descuento importante por volumen. El precio máximo obtenido es un 187% mayor, por lo que parece seguro decir que sí será posible encontrar en el mercado seguidores al precio obtenido.

Se calcula el VAN para precios entre 50 €/panel y el precio máximo obtenido:

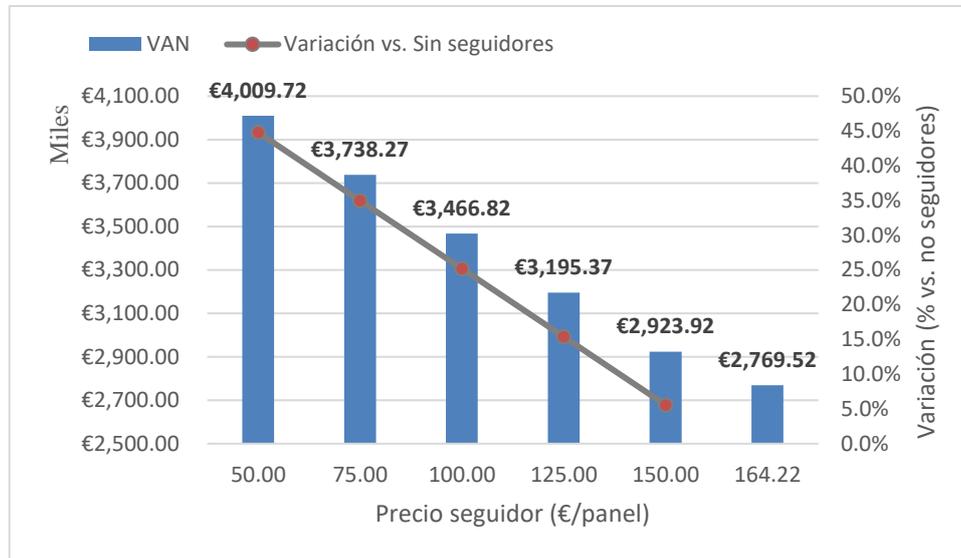


Figura 47: VAN con seguidores para distintas inversiones

Se ve cómo el aumento es considerable respecto al caso inicial. Consiguiendo seguidores ligeramente más baratos (por ejemplo, 150 €/panel), se consigue un aumento del c.5%.

6.4.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna retorno se puede definir como aquella que hace el VAN cero. Para calcularla simplemente hay que usar la fórmula del apartado anterior, dejando la tasa como incógnita e igualando el VAN a cero.

$$0 = -Inversión + \sum_{t=1}^{30} \frac{CF_t}{(1 + TIR)^t}$$

De igual manera que en el caso anterior, se muestra la TIR para los distintos precios analizados:

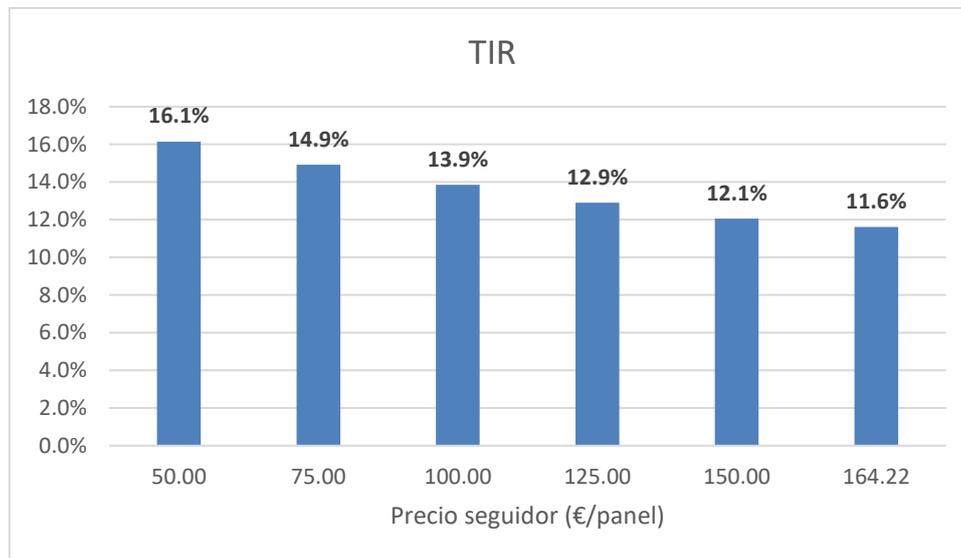


Figura 48: TIR con seguidores para distintas inversiones

En todos los casos la TIR se encuentra por encima de la tasa de descuento estimada, validando así la inversión.

6.4.3 RETURN ON INVESTMENT (ROI)

El ROI indica cuál es el retorno de nuestra inversión al final de la vida del proyecto. Su fórmula es la siguiente:

$$ROI = \frac{\text{Ingresos} - \text{Inversión}}{\text{Inversión}}$$

Se procede igual que en los apartados anteriores:

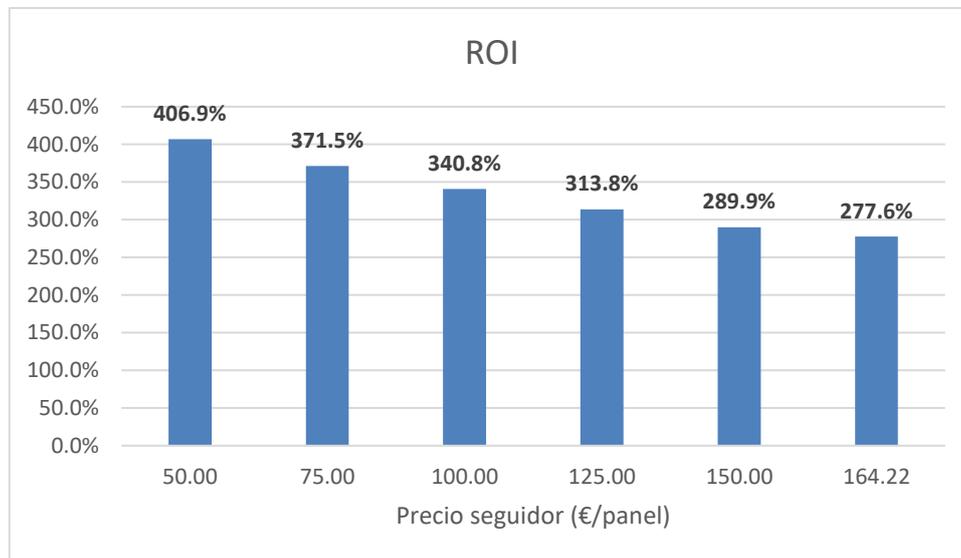


Figura 49: ROI con seguidores para distintas inversiones

El ROI indica que la inversión rentable. Es importante matizar que, en una inversión a largo plazo como esta, el ROI no es un indicador excesivamente útil para medir la calidad de la misma. El VAN, previamente calculado, es una métrica mejor en este caso.

6.5 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD EN UN CLIMA ECONÓMICO ESTABLE

El clima económico actual es complejo. El efecto de la pandemia del COVID-19, sumado a los efectos de la guerra entre Rusia y Ucrania, ha generado una profunda crisis económica que afecta en gran medida a los resultados obtenidos previamente. En el apartado anterior se ha tomado un precio por MWh razonable en lugar de los actuales, pero no se ha modificado el interés. Los tipos de interés ahora mismo son muy altos, tal y como se puede ver en la gráfica inferior:



Figura 50: Rendimiento del bono español a 10 años. Extraído de investing.com

Se va a calcular el VAN para el caso sin seguidores tomando un interés del 3,50%, lo que resulta en una tasa de descuento del 3,63%. Se llega a lo siguiente:

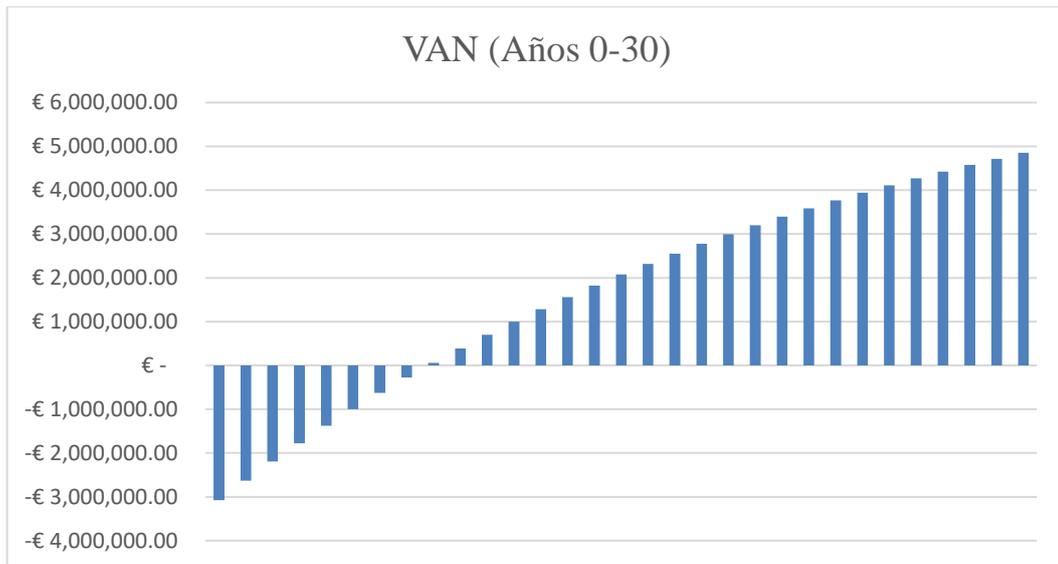


Figura 51: Evolución del VAN del año 0 al 30 sin seguidores y con menor interés

Los resultados son significativamente distintos. Se comparan en la parte inferior:

	VAN tipos altos	VAN tipos bajos
Sin seguidores:	2 769 525 €	4 851 660 €

El VAN sería un 75% mayor si este proyecto se realizase en un momento económicamente propicio. Además, tal y como se ve en las gráficas, el break-even se produciría ligeramente antes. Se deduce de este análisis que la instalación de plantas fotovoltaicas es mucho más rentable de lo que puede llegar a parecer si se realiza la inversión en el momento actual. En este caso, la inversión máxima sería de unos 2,42 M€ (222 €/panel). Se contaría con un margen de gato mucho mayor, aunque como se ha dicho antes, sería suficiente con el margen anterior. Se procede ahora a calcular el VAN en este nuevo clima económico ficticio para el caso con seguidores:

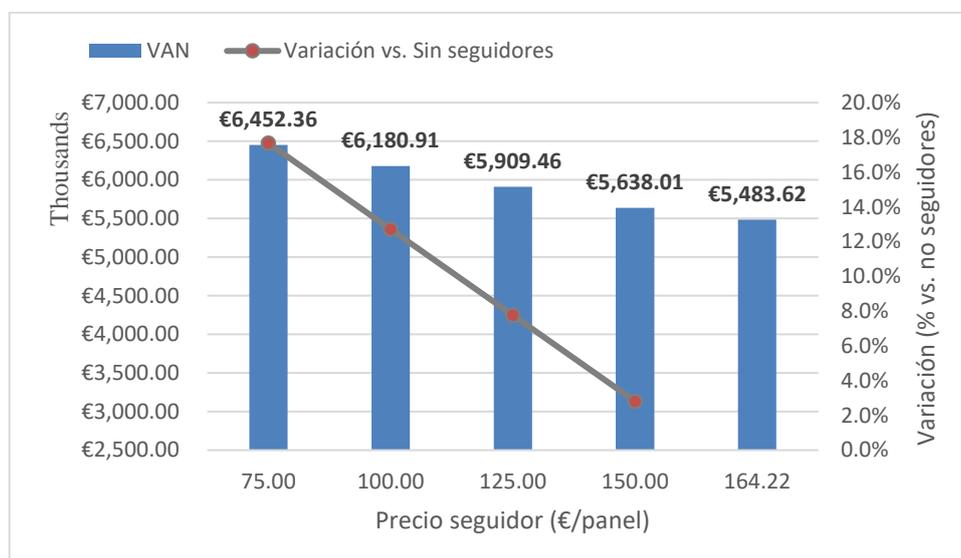


Figura 52: VAN en un clima económico favorable con seguidores solares

Se ve cómo, efectivamente, el VAN es superior al previamente mostrado.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

Se ha comprobado que, a nivel técnico, la instalación de una planta solar fotovoltaica en Los Perdigones es viable. Se ha diseñado una planta de 6,13 MW con paneles monocristalinos bifaciales de 565 W. Esta capacidad es ampliable si se consigue incrementar la utilización del terreno, dado que los cálculos realizados en este proyecto no han sido mediante softwares especializados. Se utiliza 1 inversor de corriente para toda la planta, cubriendo un 80% de la capacidad de producción máxima, y se evacúa la energía hacia una subestación transformadora cercana usando 2 transformadores de 2500 kVA.

A nivel económico, se ha evaluado la inversión mediante VAN, TIR y ROI. Los resultados indican que, con los tipos de interés actuales (se toma una tasa de riesgo libre del 4.00% y una prima de riesgo del 2,00%) y tomando un precio de la electricidad de 50 €/MWh (más bajo que el actual), el VAN del proyecto sin seguidores es de 2.769.525 €. Se evalúa la posibilidad de instalar seguidores solares, llegando a que resultaría rentable cuando la inversión en ellos sea menos a 164 €/panel, lo que resulta razonable. El ROI obtenido es de 344,5%, lo que es positivo, aunque no es una métrica especialmente interesante en este caso. Por último, la TIR es del 14,41%, valor superior a la tasa de descuento aplicada, lo que nuevamente indica que la inversión es rentable. Se calcula adicionalmente el VAN con una tasa de riesgo libre del 1,50%, obteniendo un valor de 4.851.660 €. Se ve por tanto que el momento económico actual no es el ideal para realizar inversiones de este tipo, consiguiéndose un retorno mayor si se diesen condiciones más estables.

La conclusión que se extrae es que el proyecto es viable tanto técnicamente como económicamente, pudiendo el rendimiento económico ser mucho mayor en los próximos años con la mejora de la situación financiera. Además, el precio al que se consigan los seguidores solares será determinante de cara a la rentabilidad del proyecto.

Bibliografía

- ALTE17 Alten Energías Renovables. (Noviembre de 2017). Obtenido de <https://www.alten-energy.com/wp-content/uploads/2019/03/EVALUACION-DE-IMPACTO-AMBIENTAL-Y-SOCIAL-EL-CASAR.pdf>
- ATER19 atersa. (2019). *atersa.shop*. Obtenido de <https://atersa.shop/diferencias-entre-paneles-solares-de-celulas-partidas-y-celulas-completas/#:~:text=Es%20decir%2C%20el%20n%C3%BAmero%20de,a%20tener%20144%20medias%20c%C3%A9lulas>.
- AUTO AutoSolar. (s.f.). Obtenido de <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/caracteristicas-inversores-solares>
- BBVA20 BBVA. (2020). *El impacto del COVID-19 en los planes de transición energética*.
- BOE20 *Boletín Oficial del Estado*. (15 de Octubre de 2020). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/10/15/pdfs/BOE-B-2020-35269.pdf>
- CANS Cansol. (s.f.). Obtenido de <https://cansol.es/project/puerta-del-sol/>
- CARB23 Carbonell, M. (13 de Febrero de 2023). Obtenido de [hogarsense.com: https://www.hogarsense.es/placas-solares/retribucion-solar](https://www.hogarsense.es/placas-solares/retribucion-solar)
- CONS19 Consejería de Agricultura, Medioambiente y Desarrollo Rural. (2019). *Resolución Ambiental Las Carolinas*. El Casar.
- AUNA General Cable. (s.f.). Obtenido de AUNA Distribución: <https://www.aunadistribucion.com/mostrar-catalogo/1437>
- GOBI Gobierno de España. (s.f.). *Sede Electrónica del Catastro*. Obtenido de <https://www1.sedecatastro.gob.es/OVCInicio.aspx>

- IEA22 International Energy Agency. (2022). *Solar PV*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
- IREA20 International Renewable Energy Association. (2020). Retrieved from <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy>
- INVE23 *investing.com*. (s.f.). Recuperado el 28 de septiembre de 2023, de Rentabilidad del bono español a 10 años: <https://es.investing.com/rates-bonds/spain-10-year-bond-yield>
- TRAC LOKHAT, I. (s.f.). *Trace Software*. Obtenido de <https://www.trace-software.com/es/el-estudio-de-viabilidad-de-un-proyecto-fotovoltaico/>
- PLAN15 Planas, O. (13 de Mayo de 2015). Obtenido de https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/planta-fotovoltaica?utm_content=cmp-true
- STAT23 *Statista*. (16 de Marzo de 2023). Obtenido de <https://es.statista.com/estadisticas/1004390/generacion-solar-fotovoltaica-en-espana/#:~:text=Generaci%C3%B3n%20solar%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a%202010-2022%20Publicado%20por,fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a%20ascendi%C3%B3n%20a%20aproximadamente%202>
- SAPA22 Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación. (2022). *Encuesta de Precios de la Tierra*. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
- VOZM21 Vozmediano Cebrián, J. R. (4 de Marzo de 2021). *Expansión y características de los huertos solares*. Obtenido de Negocio Inmobiliario: <https://negocioinmo.com/expansion-y-caracteristicas-de-los-huertos-solares/>

Anexo A – Listado de modelos de paneles

<i>Fabricante</i>	<i>Modelo</i>	<i>Potencia</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Precio</i>	<i>d1</i>	<i>d2</i>	<i>Pan. Largo</i>	<i>Pan. Ancho</i>	<i>Paneles</i>	<i>Inversión</i>	<i>Ratio</i>	<i>Potencia planta</i>
ZnShine		550,00 W	21,28%	175,69 €	4,001	5,822	89	122	10.858	1.907.642,02 €	319,46	5,97 MW
Jinergy		550,00 W	21,50%	178,60 €	3,961	5,763	90	122	10.980	1.961.028,00 €	324,99	6,04 MW
JA		565,00 W	21,90%	184,08 €	4,000	5,819	89	122	10.858	1.998.740,64 €	325,38	6,13 MW
Leapton		550,00 W	21,28%	178,97 €	4,001	5,822	89	122	10.858	1.943.256,26 €	325,43	5,97 MW
ZnShine		460,00 W	21,16%	154,28 €	3,677	5,349	97	133	12.901	1.990.366,28 €	335,44	5,93 MW
Jinko	Tiger Neo	570,00 W	22,07%	203,28 €	4,000	5,819	89	122	10.858	2.207.214,24 €	356,55	6,19 MW
Risen		650,00 W	20,90%	231,92 €	4,186	6,090	85	107	9.095	2.109.312,40 €	357,22	5,91 MW
Jinergy		405,00 W	20,74%	147,00 €	3,023	4,399	118	122	14.396	2.116.212,00 €	362,96	5,83 MW
Risen		440,00 W	21,20%	161,33 €	3,325	4,838	107	126	13.482	2.175.051,06 €	366,60	5,93 MW
Canadian Solar	HiKu 6	455,00 W	21,10%	168,82 €	3,341	4,861	106	122	12.932	2.183.180,24 €	370,76	5,88 MW
Trina	Vertex	400,00 W	20,80%	152,50 €	3,080	4,480	116	126	14.616	2.228.940,00 €	381,39	5,85 MW
Canadian Solar	HiKu 7	655,00 W	21,10%	255,00 €	4,186	6,090	85	107	9.095	2.319.225,00 €	389,05	5,96 MW
Jinko	Tiger Neo	470,00 W	21,78%	189,00 €	3,341	4,861	106	122	12.932	2.444.148,00 €	402,12	6,08 MW
Longi		450,00 W	20,90%	185,13 €	3,677	5,394	96	133	12.768	2.363.739,84 €	407,53	5,75 MW
Trina	TallMax	450,00 W	20,60%	183,92 €	3,691	5,396	96	133	12.768	2.348.290,56 €	408,41	5,75 MW
Longi		550,00 W	20,90%	223,28 €	3,961	5,763	90	122	10.980	2.451.614,40 €	417,96	6,04 MW
Trina	Vertex	540,00 W	20,70%	235,23 €	4,186	6,090	85	126	10.710	2.519.313,30 €	434,92	5,78 MW
FuturaSun	FU440M	440,00 W	21,16%	240,02 €	3,677	5,394	96	133	12.768	3.064.575,36 €	521,86	5,62 MW
REC	Alpha	410,00 W	21,20%	305,11 €	3,038	4,419	117	124	14.508	4.426.535,88 €	744,10	5,95 MW
SunPower	PERFORMANCE 6	410,00 W	20,90%	355,00 €	3,174	4,618	112	127	14.224	5.049.520,00 €	865,08	5,83 MW

Anexo B – Cálculos análisis económico

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6
Gasto	-€ 3.078.640,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00
Ingresos		€ 491.800,00	€ 489.341,00	€ 486.882,00	€ 484.423,00	€ 481.964,00	€ 479.505,00
CF año	-€ 3.078.640,00	€ 467.280,00	€ 464.821,00	€ 462.362,00	€ 459.903,00	€ 457.444,00	€ 454.985,00
Acumulado	-€ 3.078.640,00	-€ 2.611.360,00	-€ 2.146.539,00	-€ 1.684.177,00	-€ 1.224.274,00	-€ 766.830,00	-€ 311.845,00
Cálculo VAN		€ 439.243,20	€ 410.715,84	€ 384.030,48	€ 359.068,79	€ 335.719,99	€ 313.880,40
Acumulado VAN	-€ 3.078.640,00	-€ 2.639.396,80	-€ 2.228.680,96	-€ 1.844.650,48	-€ 1.485.581,70	-€ 1.149.861,70	-€ 835.981,30

	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13
Gasto	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00
Ingresos	€ 477.046,00	€ 474.587,00	€ 472.128,00	€ 469.669,00	€ 467.210,00	€ 464.751,00	€ 462.292,00
CF año	€ 452.526,00	€ 450.067,00	€ 447.608,00	€ 445.149,00	€ 442.690,00	€ 440.231,00	€ 437.772,00
Acumulado	€ 140.681,00	€ 590.748,00	€ 1.038.356,00	€ 1.483.505,00	€ 1.926.195,00	€ 2.366.426,00	€ 2.804.198,00
Cálculo VAN	€ 293.452,97	€ 274.346,86	€ 256.477,06	€ 239.763,98	€ 224.133,15	€ 209.514,88	€ 195.843,91
Acumulado VAN	-€ 542.528,33	-€ 268.181,47	-€ 11.704,41	€ 228.059,57	€ 452.192,72	€ 661.707,60	€ 857.551,51

	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Gasto	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00
Ingresos	€ 459.833,00	€ 457.374,00	€ 454.915,00	€ 452.456,00	€ 449.997,00	€ 447.538,00	€ 445.079,00
CF año	€ 435.313,00	€ 432.854,00	€ 430.395,00	€ 427.936,00	€ 425.477,00	€ 423.018,00	€ 420.559,00
Acumulado	€ 3.239.511,00	€ 3.672.365,00	€ 4.102.760,00	€ 4.530.696,00	€ 4.956.173,00	€ 5.379.191,00	€ 5.799.750,00
Cálculo VAN	€ 183.059,21	€ 171.103,64	€ 159.923,72	€ 149.469,41	€ 139.693,90	€ 130.553,36	€ 122.006,79
Acumulado VAN	€ 1.040.610,72	€ 1.211.714,36	€ 1.371.638,08	€ 1.521.107,49	€ 1.660.801,40	€ 1.791.354,76	€ 1.913.361,55

	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27
Gasto	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00
Ingresos	€ 442.620,00	€ 440.161,00	€ 437.702,00	€ 435.243,00	€ 432.784,00	€ 430.325,00	€ 427.866,00
CF año	€ 418.100,00	€ 415.641,00	€ 413.182,00	€ 410.723,00	€ 408.264,00	€ 405.805,00	€ 403.346,00
Acumulado	€ 6.217.850,00	€ 6.633.491,00	€ 7.046.673,00	€ 7.457.396,00	€ 7.865.660,00	€ 8.271.465,00	€ 8.674.811,00
Cálculo VAN	€ 114.015,81	€ 106.544,53	€ 99.559,34	€ 93.028,82	€ 86.923,54	€ 81.216,00	€ 75.880,43
Acumulado VAN	€ 2.027.377,36	€ 2.133.921,89	€ 2.233.481,24	€ 2.326.510,06	€ 2.413.433,60	€ 2.494.649,60	€ 2.570.530,03

	Año 28	Año 29	Año 30
Gasto	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00	-€ 24.520,00
Ingresos	€ 425.407,00	€ 422.948,00	€ 420.489,00
CF año	€ 400.887,00	€ 398.428,00	€ 395.969,00
Acumulado	€ 9.075.698,00	€ 9.474.126,00	€ 9.870.095,00
Cálculo VAN	€ 70.892,76	€ 66.230,43	€ 61.872,38
Acumulado VAN	€ 2.641.422,79	€ 2.707.653,23	€ 2.769.525,60

Anexo C - Alineamiento con Objetivos de Desarrollo Sostenible

El proyecto está directamente relacionado con las energías renovables, por lo que se alinea claramente con el objetivo de desarrollo sostenible 7: energía asequible y no contaminante.

Este tipo de proyectos se realizan siempre que se piensa en instalar una planta de este tipo, lo que ayuda a cumplir los objetivos definidos de garantizar el acceso universal a servicios accesibles, aumentar la proporción de energías renovables frente a no renovables, y ampliar y mejorar la infraestructura para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles.

Si bien el objetivo con el que la alineación más evidente es el número 7, hay otros con los que también hay cierta alineación. Por ejemplo:

- ODS 11 - Ciudades y comunidades sostenibles: la planta se localizaría en una zona rural con varios pueblos alrededor, siendo Galápagos el más cercano. El desarrollo de este tipo de plantas podría hacer de estos pueblos lugares sostenibles en los que prácticamente la totalidad de la energía fuera renovable y no contaminante.
- ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura: si bien este proyecto directamente no resulte innovador, sí que favorece la creación de plantas fotovoltaicas. Cuantas más plantas se crean, más avanza la tecnología y más progresos se consiguen. Gracias al crecimiento que ha habido en el sector fotovoltaico se han conseguido abaratar precios y se ha conseguido desarrollar una tecnología madura y eficiente.