



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER RECUPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA INTEGRAL DE UN MOLINO DE VIENTO IBICENCO PARA RECUPERAR SU FUNCIONALIDAD

Autor: Marc Marí Roig
Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid
AGOSTO de 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título RECUPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA INTEGRAL DE UN MOLINO DE VIENTO IBICENCO PARA RECUPERAR SU FUNCIONALIDAD en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: MARC MARÍ ROIG

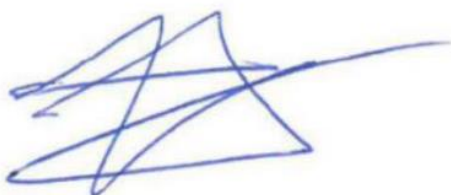
Fecha: 23/ 08/2021



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: ÍÑIGO SANZ FERNÁNDEZ

Fecha: 23/ 08/ 2021





MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER RECUPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA INTEGRAL DE UN MOLINO DE VIENTO IBICENCO PARA RECUPERAR SU FUNCIONALIDAD

Autor: Marc Marí Roig
Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid
AGOSTO de 2021

RECUPERACIÓN DE LA ESTRUCTURA INTEGRAL DE UN MOLINO DE VIENTO IBICENCO PARA RECUPERAR SU FUNCIONALIDAD

AUTOR: MARC MARÍ ROIG

DIRECTOR: ÍÑIGO SANZ FERNÁNDEZ

ENTIDAD COLABORADORA: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Resumen del proyecto

En este proyecto se estudiará la forma de recuperar la funcionalidad de un molino de viento situado en la isla de Ibiza. La finalidad es descubrir el por qué se abandonó, y ver cómo se puede recuperar para que perdure en el tiempo y que no se vuelva a repetir la historia.

En apartados posteriores de este proyecto se hará la elección de proyectar un parque agro-fotovoltaico, pues es una opción razonable con el espacio y el terreno. Se hará uso de distintas herramientas y softwares como PVSYST 7.2, para el cálculo y el dimensionamiento de los parámetros de la parte fotovoltaica. En cuanto a la parte agrícola, se estudia la viabilidad de una plantación de olivo extensivo para la producción de aceite.

Se hará un estudio económico intensivo de ambas partes del proyecto por separado, en el apartado fotovoltaico se valorarán tres escenarios económicos de financiación distintos, para la parte agrícola se discutirá el rendimiento económico de los dos tipos de cultivo del olivo, de secano o regadío.

Además, se estudiará el impacto medioambiental del proyecto en término de emisiones de CO₂, y se propondrán posibles mejoras que se pueden aplicar durante el ciclo de vida de este proyecto.

RECOVERY OF THE INTEGRAL STRUCTURE OF AN IBIZA WINDMILL TO RECOVER ITS FUNCTIONALITY

AUTHOR: MARC MARÍ ROIG

DIRECTOR: ÍÑIGO SANZ FERNÁNDEZ

COLLABORATING ENTITY: ICAI - Comillas Pontifical University

Project summary

In this project, the way to recover the functionality of a windmill located on the island of Ibiza will be studied. The purpose is to discover why it was abandoned, and to see how it can be recovered so that it lasts over time and that history does not repeat itself.

In later sections of this project, the choice will be made to project an agro-photovoltaic park, as it is a reasonable option with space and land. Different tools and software will be used, such as PVSYST 7.2, for the calculation and dimensioning of the parameters of the photovoltaic part. Regarding the agricultural part, the viability of an extensive olive plantation for the production of oil is studied.

An intensive economic study of both parts of the project will be carried out separately, in the photovoltaic section three different economic financing scenarios will be assessed, for the agricultural part the economic performance of the two types of olive cultivation, rainfed or irrigated, will be discussed.

In addition, the environmental impact of the project in terms of CO₂ emissions will be studied, and possible improvements that can be applied during the life cycle of this project will be proposed.

ÍNDICE

1. Objetivo	15
1.1 Alineación con los ODS.....	16
2. Estado del arte	19
2.1 Antecedentes	19
2.2 Normativa aplicable	20
2.3 Alcance del trabajo	20
2.4 Metodología de trabajo.....	21
3. Propuesta	23
3.1 Desarrollo.....	23
3.2 Cálculos fotovoltaicos	29
3.2.1 Placas solares	29
3.2.2 Soportes de los módulos	35
3.2.3 Cableado	37
3.2.4 Protecciones y equipos de medida	39
3.2.5 Modelado de las pérdidas.....	43
3.2.6 Simulación del sistema	47
3.3 Cálculos agrícolas.....	50
3.3.1 Elección del cultivo.....	50
3.3 Adaptación de la bomba actual.....	52
4. Cálculos económicos	55
4.1 Parte fotovoltaica	55
4.1.1 Primer escenario financiero	59
4.1.2 Segundo escenario financiero	62
4.1.3 Tercer escenario financiero	65
4.1.4 Elección del escenario financiero	68
4.2 Parte agrícola.....	69
5. Impacto medioambiental.....	73
6. Posibles mejoras	75
7. Conclusiones.....	77

<i>Bibliografía</i>	79
<i>Anexo 1</i>	81
<i>Anexo 2</i>	84
<i>Anexo 3</i>	88

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Molino sobre el cual se va a proyectar.	15
Ilustración 2. Objetivos de desarrollo sostenible de la ONU.....	16
Ilustración 3. Aptitud de producción. Fuente: IDEIB.....	21
Ilustración 4. Disposición del terreno con estructuras. Fuente: Catastro....	24
Ilustración 5. Esquemas primera propuesta. Fuente: Elaboración propia...	26
Ilustración 6. División parte agraria y parte fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.....	27
Ilustración 7. Cálculos inclinación óptimos. Fuente: JRC PVGIS-EU [5].	30
Ilustración 8. Disposición de los paneles solares. Fuente: elaboración propia.	31
Ilustración 9. Irradiancia anual por horas. Fuente: elaboración propia	31
Ilustración 10. Parámetros eléctricos de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	32
Ilustración 11. Dimensionamiento del conjunto. Fuente: PVSYST 7.2.	33
Ilustración 12. Esquema unifilar simplificado. Fuente: PVSYST 7.2.	34
Ilustración 13. Soportes de los paneles. Fuente: Ficha técnica [8]	35
Ilustración 14. Disposición de las cajas de conexión y cableado "verde". Fuente: elaboración propia.....	38
Ilustración 15. Equipo protección grupo. Fuente: [9]	40
Ilustración 16. Sistema protección inversores. Fuente: [9].....	41
Ilustración 17. Equipo protección salida inversor. Fuente [9]	41
Ilustración 18. Piranómetro elegido. Fuente: [11]	42
Ilustración 19. Modelado pérdidas térmicas. Fuente: Elaboración propia.	43
Ilustración 20. Pérdidas debidas al cableado. Fuente: Elaboración propia.	44
Ilustración 21. Distintos valores de pérdidas. Fuente: Elaboración propia.	44
Ilustración 22. Factor de pérdida debido a la suciedad. Fuente: Elaboración propia.....	45

Ilustración 23. Modelación del factor de envejecimiento. Fuente: Elaboración propia.	45
Ilustración 24. Modelado tiempo indisponibilidad. Fuente: Elaboración propia.....	45
Ilustración 25. Producciones normalizadas por mes. Fuente: Elaboración propia.....	47
Ilustración 26. Diagrama de pérdidas. Fuente: Elaboración propia.....	49
Ilustración 27. Simulación bombeo. Fuente: Elaboración propia.....	52
Ilustración 28. Parámetros financieros. Fuente: Elaboración propia.	58
Ilustración 29. Resumen primer escenario financiero. Fuente: Elaboración propia.....	60
Ilustración 30. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 1. Fuente: Elaboración propia.	61
Ilustración 31. Resumen segundo escenario financiero. Fuente: Elaboración propia.....	62
Ilustración 32. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 2. Fuente: Elaboración propia.	63
Ilustración 33. Resumen del tercer escenario financiero. Fuente: Elaboración propia.....	65
Ilustración 34. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 3. Fuente: Elaboración propia.	67
Ilustración 35. Balance de emisiones de CO ₂ . Fuente: Elaboración propia.	74
Ilustración 36. Demanda de la isla de Ibiza a las 12:00 el 23/08/2021. Fuente: REE Demanda.	77

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Dimensiones de la primera propuesta.	26
Tabla 2. Áreas separaciones. Fuente: elaboración propia.	28
Tabla 3. Especificaciones técnicas SPR P3 415W. Fuente: Ficha técnica [6]	29
Tabla 4. Dimensiones soporte módulos 2x3. Fuente: Elaboración propia.	36
Tabla 5. Mediciones cableado. Fuente: Elaboración propia.	37
Tabla 6. Secciones cableado. Fuente: Elaboración propia.	39
Tabla 7. Datos de producción separados por mes. Fuente: Elaboración propia.	48
Tabla 8. Cálculos agrícolas. Fuente: Elaboración propia.	51
Tabla 9. Costes construcción parque fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	55
Tabla 10. Costes operativos parte fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.	57
Tabla 11. Flujos de caja primer escenario. Fuente: Elaboración propia.	60
Tabla 12. Flujo de caja segundo escenario. Fuente: Elaboración propia.	63
Tabla 13. Flujo de caja tercer escenario. Fuente: Elaboración propia.	66
Tabla 14. Resumen escenarios financieros. Fuente: Elaboración propia.	68
Tabla 15. Inversión necesaria para la parte agrícola. Fuente: Elaboración propia.	69
Tabla 16. Costes de explotación anuales de la explotación de la parte agrícola. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 17. Ingresos por tipo de cultivo. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 18. Conclusiones flujos de caja cultivo de riego. Fuente: Elaboración propia.	70
Tabla 19. Conclusiones flujos de caja cultivo de secano. Fuente: Elaboración propia.	71

1. Objetivo

Recuperar un molino de viento de uso agrícola que actualmente está en desuso y en estado de abandono para que vuelva a ser funcional. Estudiar su historia, por qué se abandonó, y cómo se puede recuperar de forma sostenible medioambiental y económicamente. Para recuperar el molino, se propondrán distintas soluciones y se estudiarán los pros y los contras de cada una, teniendo en cuenta el impacto social, económico y medioambiental que estas puedan tener. No se puede olvidar que este proyecto está situado en una isla cuyo principal motor es el turismo por lo que el impacto visual es crítico. No se debería fomentar el uso de tecnologías que tengan un gran impacto visual o en el ecosistema, pues al ser una superficie limitada y reducida, este parámetro se convierte en el más crítico. Se estudiará primero el caso genérico de los molinos de la isla, el por qué estas tecnologías se han quedado obsoletas, y las soluciones propuestas se proyectarán para un molino situado en las coordenadas (39.011112, 1.53798), que data de principios del siglo XX. (Ilustración 1)



Ilustración 1. Molino sobre el cual se va a proyectar.

1.1 Alineación con los ODS

En referencia a los ODS de la ONU, este proyecto busca cumplir varios de los objetivos, y fomentar que la sociedad de la isla crezca y se anime a proponer proyectos como este que impulsan la creación de empleo, desarrollo de la industria, autonomía energética y sostenible en el tiempo. (Ilustración 2)



Ilustración 2. Objetivos de desarrollo sostenible de la ONU.

En cuanto a los objetivos concretos que se desean cumplir, se destacarían los:

- Objetivo 7: reducir el sobrecoste que tiene la red insular creando la energía en la isla y no depender de las subvenciones estatales.
- Objetivo 9: ayudar a crecer la industria agrícola de la isla, y fomentar la industria energética. Estos últimos años desde las instituciones se ha intentado fomentar el retorno al campo como modelo de trabajo para todo el año para la gente de la isla.

- Objetivo 11: se busca crear un proyecto que no sea deficitario en sí, que no requiera de subvenciones para existir y que ayude a generar riqueza y empleo en la isla durante todo el año.
- Objetivo 13: la meta de este proyecto es ser positivo en emisiones de carbono en la totalidad de su ciclo de vida, buscando la economía circular y fomentando un desarrollo sostenible del modelo energético.

Realmente, este proyecto cumple más objetivos que los mencionados anteriormente, pero se destacan estos porque son los que motivaron la ideación de este trabajo. Un desarrollo sostenible y la creación de un modelo alternativo al actual, es el impulso que necesita la isla de Ibiza para que pueda perdurar en el tiempo sin perjudicar a las generaciones posteriores.

2. Estado del arte

2.1 Antecedentes

En las islas Pitiusas hay alrededor de ciento ochenta y nueve (189) molinos eólicos, cincuenta y cinco (55) de ellos dedicados a moler harina, los cuales son de menor tamaño y tienen una arquitectura distinta, y ciento treinta y cuatro (134) para la extracción de agua, que serán los que se estudiarán para este proyecto. [1]

Conocer el por qué se han abandonado estas estructuras es de vital importancia para el estudio, pues una mirada atrás puede ayudar a no cometer el mismo error en el futuro. En el caso de los molinos hídricos, muchos se construyeron durante la primera mitad del siglo XX, con la finalidad de regar los campos para la famosa “patata inglesa”, que se producía en la isla para la posterior exportación al Reino Unido.

¿Cómo es posible que una estructura a priori tan necesaria, sea tan inútil hoy? La respuesta es compleja, muchos factores han contribuido al abandono, tales como un cambio en las técnicas agrícolas, escasez de agua, desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes... En general, el progreso y avance al que la ingeniería e industria se han visto sometidos en los últimos años. Un factor muy importante en el abandono de estas estructuras fue el *boom* turístico de los años sesenta, que contribuyó a la electrificación de las zonas rurales de la isla y por lo tanto los anticuados molinos se sustituyeron por modernas bombas eléctricas que podían bombear un mayor caudal de agua a una cota más alta. En el caso del molino que se usa como ejemplo, extrae el agua a una profundidad de cuarenta (40) metros aproximadamente, y es accionado por cuatro aspas que se mueven gracias al viento. Estas aspas

son capaces de girar 360° para así poder orientarse en la dirección del viento. El molino dispone de un depósito para almacenar agua que se utilizaba para el riego del huerto y para alimentar las vacas que había en un granjero cercano. El sistema de riego era por acequias distribuidas por toda la finca (figura X), como el molino no se encuentra en el punto más alto del terreno, además el molino dispone de una pequeña balsa en la parte superior para regar por gravedad la parte más elevada del terreno.

2.2 Normativa aplicable

La normativa que se aplica a este tipo de proyectos viene marcada por tres instituciones distintas, el ayuntamiento como ente que regula las actividades económicas en el municipio, el Consell de Ibiza que regula el uso y la explotación del terreno agrícola en la isla y finalmente, el Govern Balear, que pretende legislar la ley aprobada recientemente Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética, este tipo de proyectos, tanto sus requisitos como financiación por parte de la máxima institución balear. [2]

En la ley mencionada anteriormente, se hace referencia a las grandes infraestructuras, las cuales irán regidas por la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [3]

2.3 Alcance del trabajo

Se estudiará y proyectará la implantación de un parque Agrofotovoltaico con producción de aceituna intensiva, además de la recuperación de la estructura del molino, y la adaptación de la bomba de 8kW para que pueda trabajar con energía solar y así usarlo como sistema de

riego. Se estudiará la viabilidad económica del proyecto separado por la parte agrícola y la parte de venta de energía. Además, se estudiarán las emisiones de CO2 ahorradas por parte del proyecto.

2.4 Metodología de trabajo

Para las mediciones, se han utilizado distintas herramientas, la herramienta municipal del ayuntamiento de Santa Eulalia del Río, *Geoxarc*, ha sido utilizada para las mediciones. La herramienta del Govern Balear, *IDEIB*, acorde a la ley 10/2019 para ver si el proyecto se encuentra en una zona dónde se pueda realizar. Consultando se puede ver que se encuentra en zona de aptitud alta y media. (Ilustración 3)

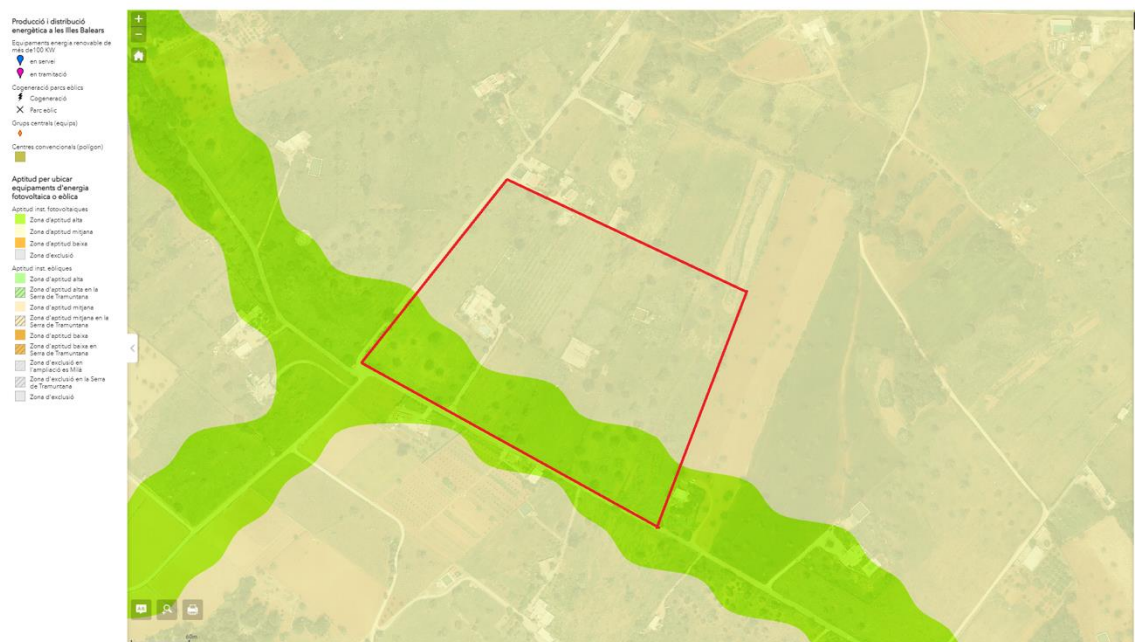


Ilustración 3. Aptitud de producción. Fuente: IDEIB.

Para el cálculo y dimensionamiento de la parte fotovoltaica y del bombeo, se ha utilizado el programa *PVsyst* 7.2 en su versión de prueba. Se ha utilizado la base de datos de radiación PVGIS-SARAH-2016 [4], con los datos de temperatura recolectados en la estación meteorológica de Es Codolar, en Ibiza, durante el año 2016, para la simulación de producción del parque pues esta era la base de datos más reciente que se encontraba disponible.

Además, se ha hecho uso de las herramientas que dispone la unión europea, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, [5] para contrastar los resultados de la simulación y para hacer las primeras estimaciones de producción de la planta.

3. Propuesta

3.1 Desarrollo

El proyecto empezó una idea establecida y ha ido evolucionando a lo largo del año, en este apartado se desarrollará el proceso de diseño y cómo ha ido evolucionando a lo largo de los meses, así como se han ido descartando las distintas ideas. La concepción original de este proyecto era estudiar distintas propuestas y su viabilidad, a medida que el estudio del autor iba adelante, nuevas alternativas fueron surgiendo y otras se fueron descartando. En un inicio, se pretendía hacer tres proyectos independientes y ver cuál era el más rentable con sus pros y sus contras tanto económico como medioambiental y paisajísticamente. Las tres ideas iniciales fueron:

- Parque solar
- Producción agrícola
- Control de incendios

Tras estudiar la viabilidad de un parque fotovoltaico se llegó a la conclusión de que en una superficie como la que hay disponible, era poco viable la opción de sólo producir energía debido a que no se encuentran líneas de alta tensión cerca de dónde está el terreno complicando la venta en alta tensión, además, en este proyecto se busca minimizar el impacto visual, por lo que tener una superficie con tantas placas podría afectar de forma significativa al paisaje. En cuanto a la producción agrícola, es una opción factible pero poco rentable desde la perspectiva económica, pues desde un punto de vista de los costes, es prácticamente imposible competir con los productos llegados de la península, además, hay que tener en cuenta que el

agua es un bien escaso en la isla y hay que optimizar los recursos. El proyecto de control de incendios es una idea que a día de hoy es muy complicado aplicar, los fundamentos de esta idea están en las *Smart grids* y el IoT, para lo que engloba este proyecto era muy difícil hacer un mapeado de todos los molinos de la isla, así como una comprobación de la cobertura de conexión a internet en cada uno, pues serían los requisitos mínimos e indispensables para este proyecto, en secciones futuras se ampliará las razones y las posibles soluciones para poder aplicar esto como evolución a este proyecto.

Para entender los futuros desarrollos, es importante conocer la disposición del terreno, dónde se encuentran las distintas estructuras y cuáles son las áreas disponibles para uso de este proyecto. (Ilustración 4)



Ilustración 4. Disposición del terreno con estructuras. Fuente: Catastro.

El terreno es llano, sin desniveles importantes pues ha sido utilizado durante muchos años para la ganadería y agricultura. Actualmente hay sembrados algarrobos y almendros por lo que no presenta un problema su re-

ubicación o tala pues no es una especie autóctona protegida por el Consell. Como todo el alrededor también es llano no se encuentran montañas ni estructuras que puedan mermar la producción de las placas solares. Las estructuras que se encuentran son: un granjero, una vivienda unifamiliar y un molino. Para este proyecto se hará uso del granjero y del molino, el granjero como centro de control del parque dónde se instalará la aparamenta eléctrica pertinente y el molino como elemento de control de una de las líneas y del bombeo accionado por energía solar. Se ha decidido esto pues el molino no dispone de suficiente espacio como para albergar los distintos componentes necesarios para la operación del parque, y también porque el granjero se encuentra en un punto más central de la finca optimizando así la disposición y longitud del cableado.

Con los criterios ya mencionados anteriormente, dónde impera la sostenibilidad y la minimización del impacto visual, así como la rentabilidad económica del proyecto, se decide proyectar un parque Agro-Fotovoltaico. El nombre es bastante descriptivo en sí, en una misma superficie se van a producir bienes agrícolas y energía procedente de placas fotovoltaicas, así pues, es importante ver cómo se dispone el terreno para la maximización de la producción de ambas fuentes.

Para la división de los espacios dedicados a cada cosa, se estudiaron dos casos:

- El primero el cual la finca en su totalidad se dividiría en rectángulos iguales de 36.21m^2 , en los cuales se encontraría un módulo de placas solares de 2x3 placas levantadas 1.7m del suelo para permitir el paso de la maquinaria entre los distintos módulos. Entre los módulos se sembraría cultivo estacional, los

módulos requerirían de seguidores solares para minimizar la proyección de sombra sobre el cultivo. La estructura sería de un material anticorrosión y con buena conducción térmica para reducir el efecto térmico sobre los módulos como aluminio o acero inoxidable. Se esbozaron los siguientes esquemas: (Ilustración 5)

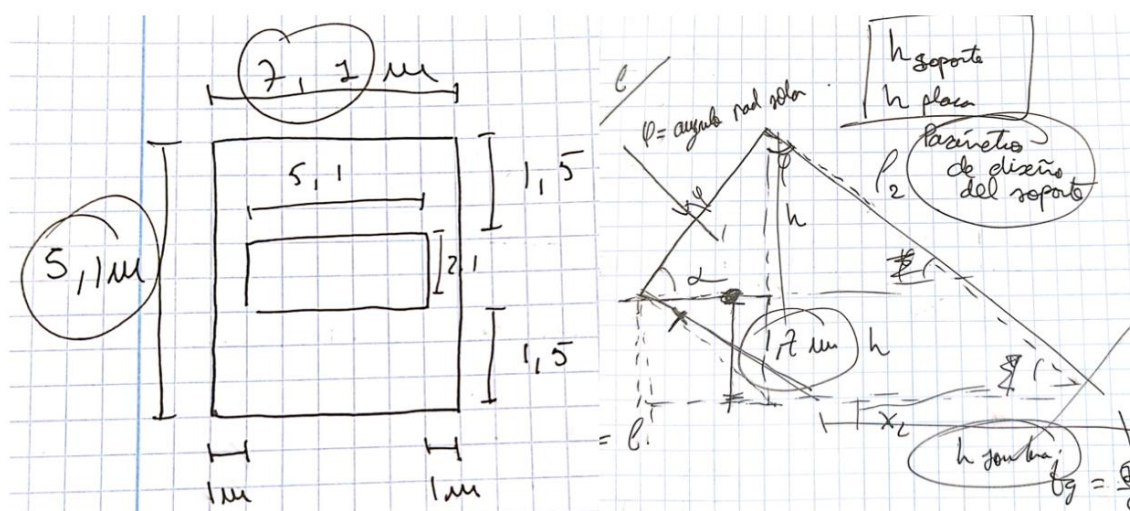


Ilustración 5. Esquemas primera propuesta. Fuente: Elaboración propia.

Las dimensiones de los módulos se hicieron en función de un modelo concreto de placa, pero con placas de la misma potencia no varía mucho sus dimensiones, por tanto, no es relevante para este caso comparar entre distintos modelos. Con todo esto, las dimensiones que resultarían de este diseño son las siguientes:

Nº Parcelas	2.102
Nº Placas	12.612
Área Agrícola	53.601

Tabla 1. Dimensiones de la primera propuesta.

- Para la segunda propuesta, la partición se ha hecho en base a las acequias ya existentes y los caminos que ya dividen actualmente la finca para así modificar lo menos posible el terreno y ahorrar costes. Para la asignación de cada, se ha optado por colocar la parte agraria en la parte que rodea la carretera adyacente haciendo así de barrera natural para la parte fotovoltaica, reduciendo considerablemente el impacto visual y mejorando la seguridad del parque pues se dificulta el acceso desde puntos no planeados. Por lo tanto, la división propuesta es la siguiente:

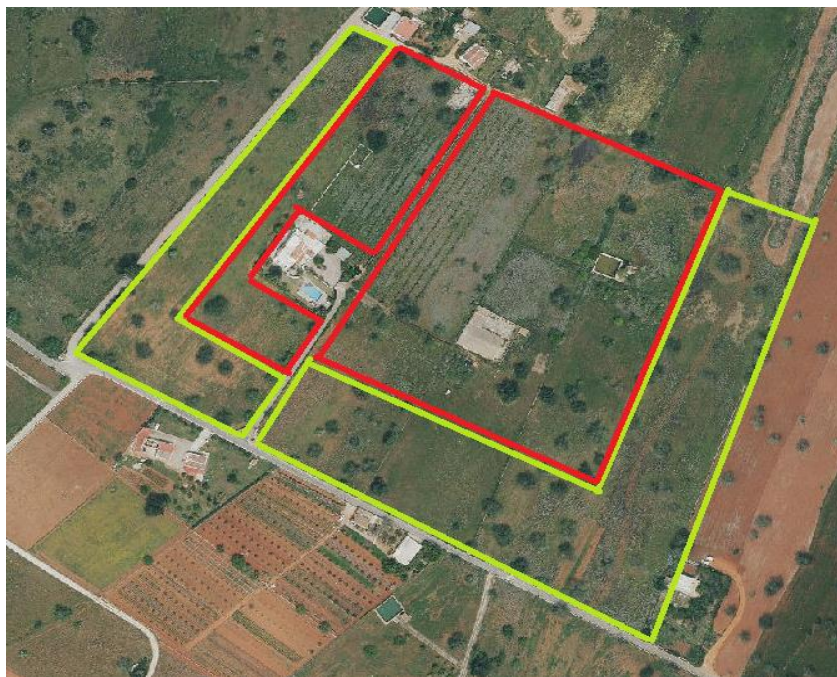


Ilustración 6. División parte agraria y parte fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

En la Ilustración 6, la parte que se encuentra dentro de los polígonos amarillos sería la correspondiente a la parte agraria y dentro de los polígonos rojos, la parte fotovoltaica. Las áreas correspondientes son las siguientes:

Area finca	76.145,00	m2
Area Agrícola	34.226,00	m2
Area Solar	38.309,00	m2

Tabla 2. Áreas separaciones. Fuente: elaboración propia.

Para la medición y separación, se ha utilizado la herramienta municipal GeoXarc, en el Anexo 1 se adjuntarán las capturas de las mediciones.

Tras hacer unos números preliminares de la producción de ambas, y primando la simplificación de la disposición de la planta para ahorrar el máximo en materiales y costes de adaptación del terreno, se opta por la segunda propuesta.

3.2 Cálculos fotovoltaicos

En este apartado se discutirá sobre las placas elegidas, los parámetros de la simulación, el cableado elegido y el equipamiento auxiliar que se ha elegido para esta parte.

3.2.1 Placas solares

Para acotar la búsqueda de la placa idónea para esta instalación, se preguntó a varios distribuidores locales cuales son los productos de los cuales tienen stock y el precio por unidad. Como criterio principal utilizado en la elección ha sido que la eficiencia del componente fuese mayor del 20%, pues así la instalación tiene uno de los mayores rendimientos posibles en la actualidad con esta tecnología además de que se optimiza el uso del terreno. Teniendo en mente esto y la dificultad que supone el hecho de encontrarse en una isla dónde los distribuidores son escasos y sumado a esto la actual escasez de productos en el mercado a un precio razonable, la única opción viable son las *Sunpower Performance 3 415W* [6] con las siguientes especificaciones técnicas:

Datos eléctricos				
	SPR-P3-420-COM-1500	SPR-P3-415-COM-1500	SPR-P3-410-COM-1500	SPR-P3-405-COM-1500
Potencia nominal (P _{nom}) ⁵	420 W	415 W	410 W	405 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia de los paneles	20,4%	20,1%	19,9%	19,6%
Tensión nominal (V _{mpp})	45,3 V	45,0 V	44,5 V	44,0 V
Intensidad nominal (I _{mpp})	9,28 A	9,22 A	9,21 A	9,20 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	54,4 V	54,1 V	53,9 V	53,3 V
Intensidad de cortocircuito (I _{sc})	9,92 A	9,90 A	9,89 A	9,88 A
Máx. tensión del sistema	1500 V IEC			
Fusible de serie máxima	18 A			
Coef. potencia-temperatura	-0.34% / °C			
Coef. tensión-temperatura	-0.28% / °C			
Coef. intensidad-temperatura	0.06% / °C			

Tabla 3. Especificaciones técnicas SPR P3 415W. Fuente: Ficha técnica [6]

Los datos del modelo elegido son los correspondientes a la segunda columna de la Tabla 3, los datos se han introducido en el programa PVSYST 7.2, y por tanto las pérdidas debidas a este modelo ya estarán modeladas en la simulación final. Con un precio por Watio Pico de 0,16€/Wp para este modelo, aproximadamente, el precio final por unidad es de 66,40€/placa.

Teniendo en cuenta la latitud y la longitud dónde se encuentra el terreno, se calcula mediante la herramienta proporcionada por la Unión Europea PVGIS [5], el ángulo de inclinación óptimo para maximizar la radiación incidente de las placas pues se ha decidido no instalar seguidores solares.

Resultados de la simulación

Ángulo de inclinación:	36 (opt) °
Ángulo de azimut:	0 (opt) °
Producción anual FV:	3962985.37 kWh
Irradiación anual:	2012.92 kWh/m ²
Variación interanual:	82203.34 kWh
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia:	-2.62 %
Efectos espectrales:	NaN %
Temperatura y baja irradiancia:	-8 %
Pérdidas totales:	-24.05 %

Perfil del horizonte:

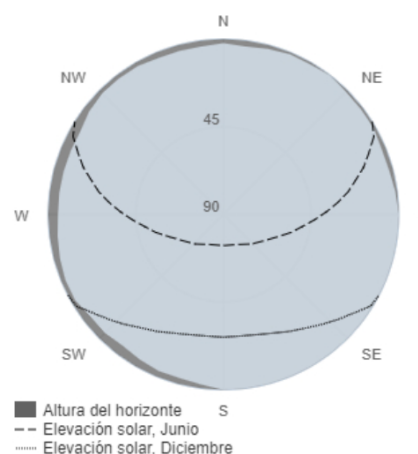


Ilustración 7. Cálculos inclinación óptimos. Fuente: JRC PVGIS-EU [5]

Como se puede apreciar en la ilustración superior, el ángulo de inclinación óptimo es de 36°. Conociendo estos datos, y sabiendo el área disponible que es de 38.309m², se puede estimar que el número máximo de placas que se pueden instalar en la superficie es de 6240, con una potencia pico de 2590kWp. El Software utilizado, propone un sistema de conexión de seis grupos, cada grupo compuesto por dieciséis placas en serie con sesenta y cinco de estas líneas en paralelo. (Ilustración 8)

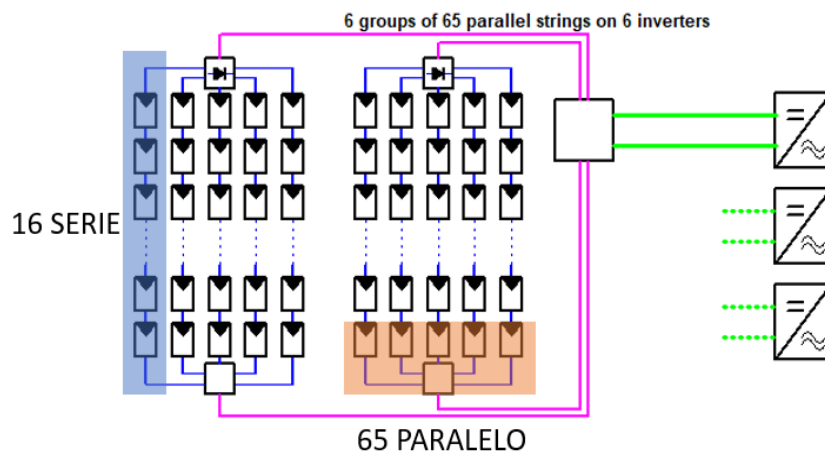


Ilustración 8. Disposición de los paneles solares. Fuente: elaboración propia.

Cada grupo dispondrá de un relé de conexionado rectificado por un diodo para que, en caso de avería grave, no se provoque un cortocircuito a la entrada del inversor. Para poder dimensionar el inversor, se estudia las horas de radiación máximas y se estima la producción máxima que puede tener la planta en un momento dado:

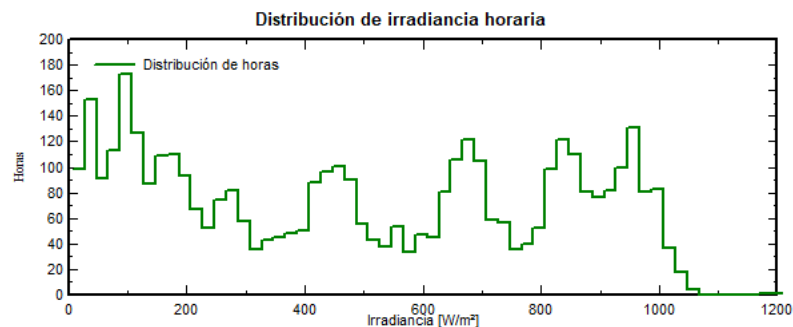


Ilustración 9. Irradiancia anual por horas. Fuente: elaboración propia

En la Ilustración 9, se puede ver como a partir de los 1000 W/m², el número de horas de que supera ese umbral es bastante reducido, siendo el máximo 1052 W/m², por lo que para dimensionar las protecciones y los dispositivos necesarios se hará con los datos para 1000 W/m².

Se dispondrá de tres inversores de frecuencia, en este caso como a la entrada de cada inversor se encontrarán dos grupos distintos conectados se ha optado por un inversor que disponga de 2 MPPT, para así conseguir un mayor rendimiento de este. A continuación, se presentan los parámetros eléctricos que condicionan la elección del inversor:

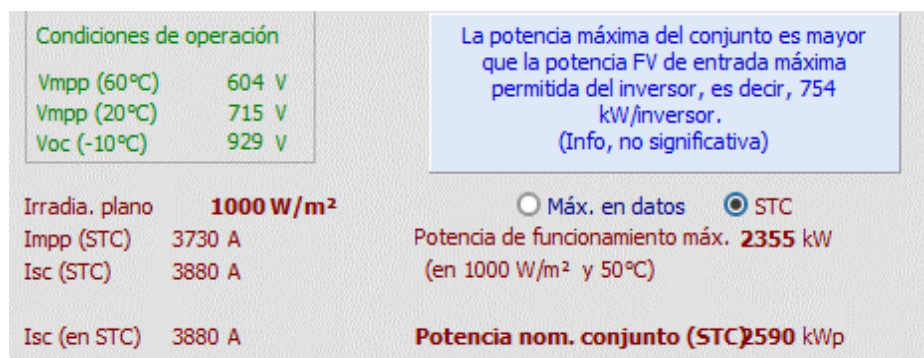


Ilustración 10. Parámetros eléctricos de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Con los datos presentados en la Ilustración 10, se puede ya dimensionar el inversor necesario, en este caso el voltaje de funcionamiento normal se encuentra entre 470 y 850 V, por lo que el inversor debe ser capaz de operar entre esos umbrales. Con estos datos y la condición de 2 MPPT que se ha fijado anteriormente, el inversor elegido es el siguiente, ABB ULTRA 700 [7]. Con una potencia nominal de 780kW, se procede a evaluar el dimensionamiento del voltaje del conjunto (Ilustración 11)

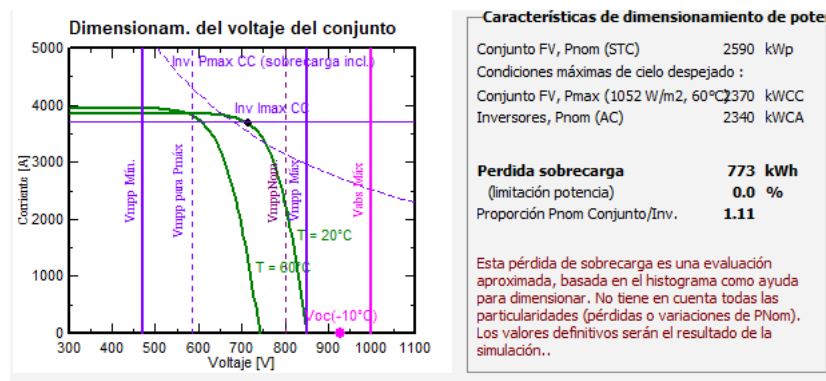


Ilustración 11. Dimensionamiento del conjunto. Fuente: PVSYST 7.2.

En la Ilustración 11, se puede apreciar como el conjunto se encuentra bien dimensionado en cuanto a la corriente máxima que puede pasar por el inversor, en ningún caso de funcionamiento esta será excedida. En el apartado de pérdidas se entrará a evaluar con mayor profundidad cómo estas afectan a este conjunto y cómo se han modelado.

El esquema unifilar simplificado para esta instalación sería el siguiente: (Ilustración 12)

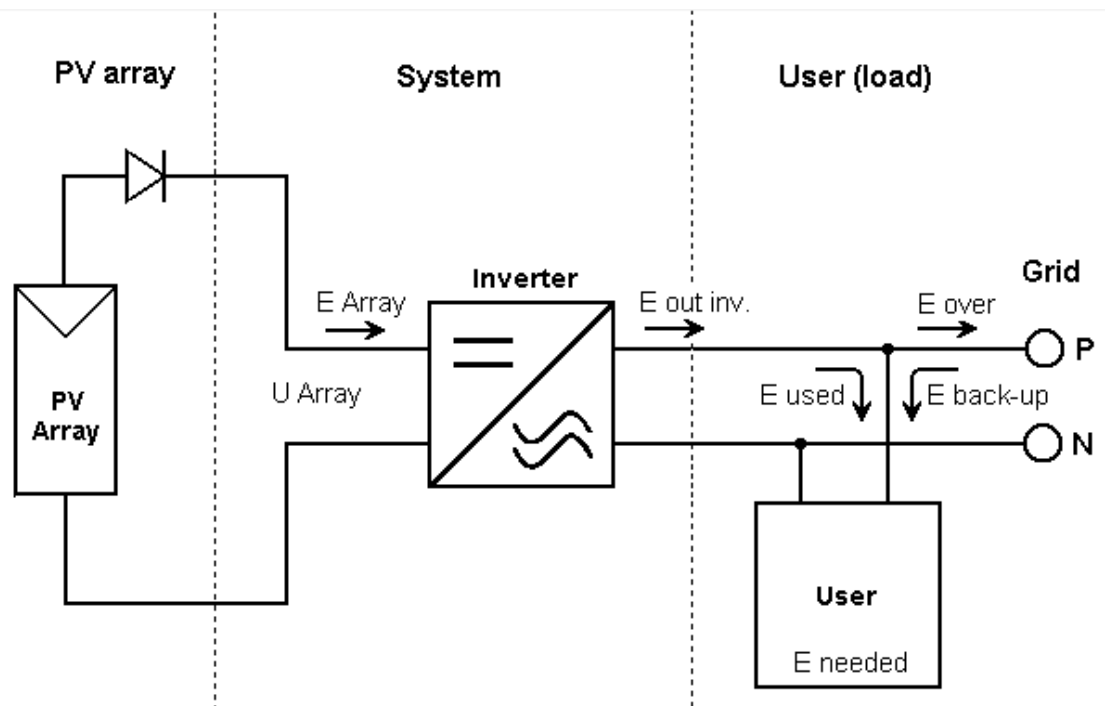


Ilustración 12. Esquema unifilar simplificado. Fuente: PVSYST 7.2.

3.2.2 Soportes de los módulos

Como se ha calculado en el apartado anterior, el ángulo al cual las placas deberían estar orientadas es de 36° . Además, no se instalará seguidor solar pues el incremento de potencia producida debido a la instalación de este componente no compensa el gasto adicional que este supone. Con todo esto, y conociendo la disposición de las placas (Ilustración 8), se toma la decisión de dividir los módulos en soportes de 6 paneles solares, que según convenga se pueden dividir en paneles de 4 módulos para adaptarse a la morfología del terreno y las divisiones. En este apartado prima que el material empleado en los soportes sea resistente a condiciones extremas de corrosión y humedad pues al estar en una isla, el salitre del aire y la alta humedad relativa provocan que el ambiente sea hostil con materiales poco resistentes a estos. Por tanto, se utilizarían soportes preferiblemente de aluminio o acero galvanizado.

Con estas preferencias, se toma la decisión de utilizar los siguientes soportes, MP-FIELD 8 fabricado por SolarStem [8]. Este fabricante permite la personalización de los paneles para acomodar distinto número de paneles.

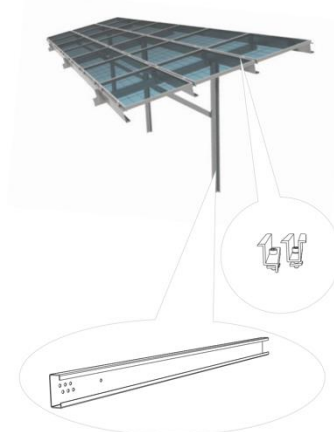


Ilustración 13. Soportes de los paneles. Fuente: Ficha técnica [8]

Para referencia, los módulos irían a ras de suelo y las dimensiones aproximadas de los módulos serían los siguientes (en el caso de 2x3 paneles): (Tabla 4)

Módulos de placas	2 placas alto x 3 placas	
Largo	2,09	m
Ancho	5,07	m

Tabla 4. Dimensiones soporte módulos 2x3. Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Cableado

Para el cálculo del cableado se ha utilizado la herramienta GeoXarc del ayuntamiento de Santa Eulalia para conocer el recorrido lineal de cable que hay. Las capturas dónde se han realizado las mediciones irán adjuntadas en el Anexo 2. Para este cálculo se han dividido los terrenos en siete puntos de medición, además se ha aprovechado para colocar los paneles y cómo irán dispuestos teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente. Para la disposición de los módulos se ha estimado que la separación transversal, la dirección de la sombra, entre dos módulos será de 4 metros para permitir el fácil acceso y la maniobrabilidad con maquinaria más pesada a modo de reducir el esfuerzo de las labores de mantenimiento, así como para asegurar de que no van a tener sombras indeseadas los paneles. La separación longitudinal se ha fijado de dos metros para permitir el paso de personas y vehículos. A modo de resumen de esas mediciones se ha creado la siguiente tabla: (Tabla 5)

Medida	Largo(m)	Ancho (m)	Nº Filas	Nº Módulos Largo	Nº Mod totales	Nº Placas	Long Cable (m)
1	38,7	48	5	9	45	270	193,5
2	196	12,7	1	49	49	294	196
3	112	47,2	5	28	140	840	560
4	189,2	66,7	7	47	329	1974	1324,4
5	44,5	112,8	12	11	132	792	534
6	146,8	75,3	8	36	288	1728	1174,4
7	117,6	23,5	2	29	58	348	235,2
Conexión	-	-	-	-	-	-	278,3
Total					1041	6246	4217,5

Tabla 5. Mediciones cableado. Fuente: Elaboración propia.

El cableado calculado en el apartado anterior corresponde al cableado entre los módulos de paneles solares, haciendo referencia a la Ilustración 8, lo anteriormente calculado corresponde a los cables azules, faltaría por estimar los rosas y verdes. Para estos, las mediciones se pueden encontrar también en el Anexo 2. Para las mediciones de estos, se estima que la longitud total de los cables de color rosa es de aproximadamente 25 metros

por grupo, pues son los que conexionan entre el relé del diodo hasta la caja de conexiones que va al inversor, estas cajas se encontrarán situadas en los siguientes puntos:



Ilustración 14. Disposición de las cajas de conexión y cableado "verde". Fuente: elaboración propia.

En la ilustración superior (Ilustración 14), se puede apreciar también la longitud del cableado verde, cuya longitud total del recorrido marcado es de 280m. Teniendo en cuenta que los variadores de frecuencia se encuentran en el granjero situado en la mitad inferior de la ilustración anterior, se estima que la longitud media del cableado verde por grupo de conexión es de 150m

Una vez definidas las longitudes de los cableados, se dimensionan las secciones de los distintos tipos de cable, para esto se utilizará el programa PVSYST 7.2, el cableado se dimensionará en función de la intensidad máxima que circulará por este. En la tabla a continuación se expone el resultado: (Tabla 6)

	I _{max} (A)	Sección (mm ²)
Azul	7,6	2,5
Rosa	491	400
Verde	491	400

Tabla 6. Secciones cableado. Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Protecciones y equipos de medida

Para asegurar un correcto funcionamiento de la instalación es de vital importancia instalar distintos elementos para protegerla tanto de anomalías climáticas como de un posible fallo de algún componente que pueda suponer un peligro para los operarios o la red a la que se conectará.

En cuanto a la protección de los grupos de paneles, por cada soporte se encontrarán seis placas por lo que hará falta un equipo que tenga las suficientes entradas. El criterio de selección es que tenga los fusibles necesarios de 10 amperios, grado de protección al menos IP 44, un interruptor de seccionamiento suficiente para facilitar labores de mantenimiento y ventilación natural para evitar la condensación en el interior del cuadro pues la elevada humedad del ambiente puede ocasionar problemas. En este caso, el componente elegido es el siguiente: (Ilustración 15)



- *Envolvente TPD*
- *Ventilación natural (evita condensación interior)*
- *Grado de Protección IP44 s/n UNE 20324 / IEC 60529*
- *IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262*
- *Interruptor de Seccionamiento para 900Vdc*
- *Protector Sobretensiones con descargador.*
- *Bases Fusibles hasta 20A - 900 Vdc*

Ilustración 15. Equipo protección grupo. Fuente: [9]

Para el mayor control de los paneles y los módulos, se instalarán los equipos de telemetría y telecontrol necesarios para operar el parque de forma remota. También para facilitar las labores de campo, cada caja de control de módulo tendrá instalada una pantalla LCD con un sistema HMI, para poder ver las lecturas y posibles defectos. Para la gestión de todo esto, se propone la instalación de *Wonderware System Platform*. [10]

Para la protección de los inversores, se instalará un interruptor de seccionamiento y fusibles de protección. Para los interruptores, se seleccionan los de 750V y 670 A, y para los fusibles tipo NH de 250 A. De estos componentes harán falta 3 unidades. [9]

Selección Interruptor											
	Tensión Interruptor	Intensidad Interruptor (A)									
	500 Vdc	25	85	200	500	630					
	600 Vdc	20	65	190	360	835					
	750 Vdc	15	55	185	300	670					
	850 Vdc	45	175	270	550						
	900 Vdc	40	125	200	500						
Selección Fusible											
	Tipo Base y Fusible	Intensidad Fusible (A)									
	Cilíndrico (10x38) 900Vdc	1	2	4	6	8	10	12	16	20	
	Cilíndrico (20x127) 1000Vdc	20	25	32	40	50	63	80	100		
	Tipo NH (900 Vdc)	50	63	80	100	125	160	200	250		

Ilustración 16. Sistema protección inversores. Fuente: [9]

A la salida del inversor se colocará también un equipo de protección para proteger la instalación de posibles incidencias en la red y evitar dañar los inversores. Para ello serán necesarios interruptores de al menos 133,33 amperios, por lo que por criterios de seguridad y evitar saltos indeseados se seleccionará un conjunto interruptor diferencial-magnetotérmico de 160 amperios.

Referencia	Designació	Dimensiones*	Conjunto Interruptor Magnetotérmico y Relé Diferencial	Interruptor Diferencial Rearme Automático
0235783-001	UNCA-63A	270x270x170	Para In de 63A	NO
0235783-002	UNCA-80A	270x270x170	Para In de 80A	NO
0235783-003	UNCA-100A	270x270x170	Para In de 100A	NO
0235783-004	UNCA-125A	360x630x170	Para In de 125A	NO
0235783-005	UNCA-160A	360x630x170	Para In de 160A	NO
0235783-006	UNCA-250A	360x630x170	Para In de 250A	NO
0235783-007	UNCA-63A-RA	270x540x170	Para In de 63A	SI
0235783-008	UNCA-160A-RA	630x540x170	Para In de 160A	SI
0235783-009	UNCA-200A-RA	630x540x170	Para In de 200A	SI



- *Envolvente UNINTER (doble aislamiento)
- *Grado de Protección IP55 s/n UNE 20324 / IEC 60529
- *IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262
- *Interruptor Magnetotérmico y trifásico
- *Interruptor diferencial con rearme automático

Ilustración 17. Equipo protección salida inversor. Fuente [9]

A modo de control de la producción del parque, se instalarán piranómetros para tener controlada la radiación incidente y así poder detectar preventivamente posibles averías o suciedad en los paneles. El elemento elegido es el siguiente:



LPPYRA03-Kit Piranómetro de Radiación Solar Global (Watts/m²)

Referencia: LPPYRA03-Kit

Fabricante: Delta Ohm

LPPYRA03 Kit que incluye:

LPPYRA03: Piranómetro de segunda clase según ISO 9060: 2018, completo con dispositivo de nivelación e informe de calibración. Sin amplificador de transmisor integrado.

LPSP2: Disco de sombra para el piranómetro LPPYRA03.

LPS3: Soporte de fijación para piranómetros LPPYRA03 ..., adecuado para mástil con diámetro 40 + 50 mm para instalación en mástil horizontal o vertical.

CPM12AA4.5: cable de 4 polos. L = 5 m. Conector M12 de 4 polos en un extremo, cables abiertos en el extremo.

Opcional:

Cables opcionales de 10m, 15m, 20m, 30m, ó 50m.

Salidas [4-20 mA](#) ó 0...1Vdc, 0...5Vdc ó 0...10Vdc (ver opciones).

Ilustración 18. Piranómetro elegido. Fuente: [11]

También es necesaria la instalación de pararrayos para evitar impactos directos con los paneles o elementos de la instalación susceptibles de recibir el impacto. Se ha elegido un pararrayos tipo Franklin [12], que se instalará en el molino (punto más elevado) y en la parte más occidental del terreno.

3.2.5 Modelado de las pérdidas

En este apartado se explicará el modelado de las pérdidas que se han utilizado en el software PVSYST 7.2 para correr la simulación.

Se hace el modelo de las pérdidas debido a la temperatura de cada panel, para ello se elige la disposición, módulos montados “libres” con circulación de aire pues no se aislará la parte inferior de los módulos para ahorrar en costes y simplificar la instalación. El factor de pérdida del viento ha sido calculado por el programa teniendo en cuenta las mediciones de los vientos de la base de datos. (Ilustración 19)

Factor de pérdidas térmicas del campo

Factor de pérdida térmica $U = U_c + U_v * \text{Vel. viento}$

Factor de pérdida constante U_c 29.0 W/m²K

Factor de pérdida del viento U_v 0.0 W/m²K m/s

Valor predeterminado según montaje

- ☒ Módulos montados "libres" con circulación de aire
- ☐ Semi-integrado con conducto de aire detrás
- ☐ Integración con respaldo totalmente aislado

Ilustración 19. Modelado pérdidas térmicas. Fuente: Elaboración propia.

Para el cableado, se han introducido las longitudes medias de los distintos tipos de cable, y teniendo en cuenta la resistencia del cobre y la intensidad que circula por el conductor, se ha calculado que la fracción de pérdidas en operación a máxima potencia es un 1,2%.

Diseño de cableado

Una cadena : 16 módulos

Conexiones módulo de cadena: 50 m/circuito, 2.5 mm²

Connections to main box: 25 m/circuito, 400 mm²

Caja principal al inversor: 150 m/circuito, 400 mm²

Por favor especifique la longitud total del cable para cada circuito (botón "Boceto")

Diseño de cableado

Número de grupos (global): 6.0

Número de cadenas por grupo: 65.0

Por circuito

Corriente A	Resistencia mΩ
9.5	376
617	1
617	7

Conjunto global

Resistencia mΩ
390 cadenas : 0.964
6 grupos : 0.196
6 inversores : 1.18

Resistencia de cableado global de campo: 2.33 mΩ

Fracción de pérdida de MPP en STC: 1.2 %

Masa total de cobre: 3689 kg

Costo total cable: 74 EUR

Diseño de cableado

☐ Cadenas paralelas

☒ Grupos de cadenas paralelas

Optimización

Fracción de pérdida objetivo: 1.5 %

☒ Minimizar la masa de cobre

☐ Minimizar el costo

[Schema](#) [Cables](#)

Ilustración 20. Pérdidas debidas al cableado. Fuente: Elaboración propia.

En la Ilustración 21 se explican los valores y los distintos tipos de pérdidas relacionados con la calidad del módulo, por desajustes de módulo, la degradación inducida por la luz, y por el desajuste del voltaje en las cadenas.

Calidad del módulo

Pérdida de eficiencia módulo: -0.8 %

Defecto: [?]

Desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante.

(valor negativo indica exceso de rendimiento)

Pérdidas de desajuste de módulo

Pérdida de potencia en MPP: 2.0 %

Pérdida cuando funciona a voltaje fijo: 2.5 %

No es relevante durante la operación MPPT

Defecto: [?]

[Computación detallada](#)

LID - Degradación Inducida por Luz

Factor de pérdidas LID: 2.0 %

Defecto: [?]

Degradación de los módulos de silicio cristalino en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores STC de prueba flash de fabricación

Desajuste de voltaje de las cadenas

Pérdida de potencia en MPP: 0.1 %

Defecto: [?]

[Estudio detallado](#)

Ilustración 21. Distintos valores de pérdidas. Fuente: Elaboración propia.

A pesar de que se piensa instalar un sistema de limpieza automatizado de los paneles, se estima un factor de pérdida anual por la suciedad del 3%. Especialmente durante los meses de verano que los vientos vienen mayoritariamente del sur, sur-este y traen polvo del desierto lo cual reduce la producción.

Factor de pérdida de suciedad anual

Factor de pérdida anual % ☒ Defecto ?

☐ Defina val. mensuales

Ilustración 22. Factor de pérdida debido a la suciedad. Fuente: Elaboración propia.

También se modela el envejecimiento de los paneles y cómo se reduce su producción a lo largo de la vida útil. (Ilustración 23)

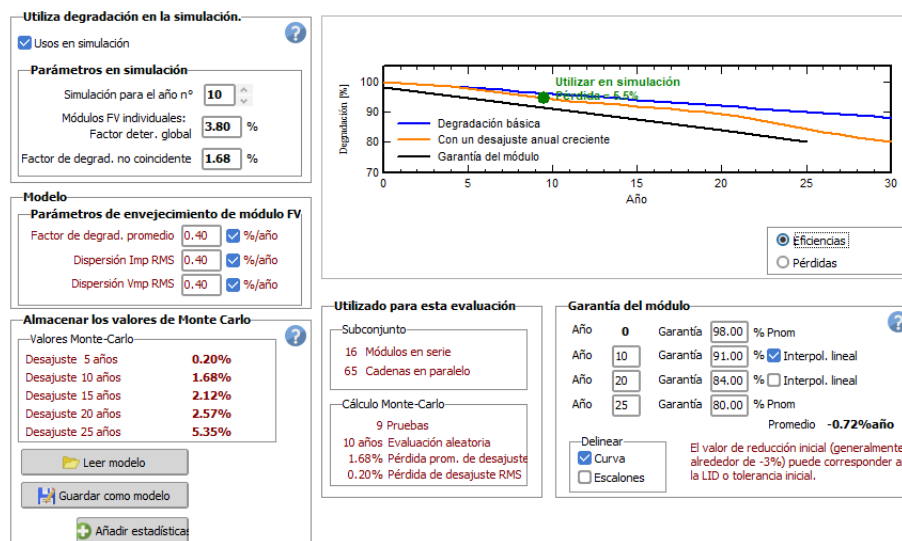


Ilustración 23. Modelación del factor de envejecimiento. Fuente: Elaboración propia.

A modo de dar un mayor realismo a la simulación, se ha modelado un tiempo de indisponibilidad del sistema, ya sea por averías como por labores de mantenimiento, se estima que un 2% del tiempo de producción se perderá. Se reparte el tiempo en tres períodos distintos.

Indisponibilidad del sistema

Facción de tiempo de indisponibilidad % ☒ Defecto ?

Duración de indisponibilidad días/año

Número de períodos

Ilustración 24. Modelado tiempo indisponibilidad. Fuente: Elaboración propia.

3.2.6 Simulación del sistema

Habiendo modelado el sistema en el software PVSYST 7.2, se ejecuta el sistema con los componentes seleccionados y las pérdidas modeladas en el apartado anterior. Se adjuntará como Anexo 3 el informe elaborado por el programa para su consulta en profundidad. El apartado económico se discutirá en secciones posteriores de este proyecto y se hará referencia a ilustraciones de este apartado.

En cuanto a la producción, se estima que el total de energía producida es de 4121 MWh, con un *Performance Ratio* (rendimiento) medio de 78,23%. Con estos datos generales, resulta interesante analizar la producción por mes y así poder estimar cuando es más importante doblar los esfuerzos de mantenimiento preventivo para perder el mínimo de producción. (Ilustración 25) (Tabla 7)

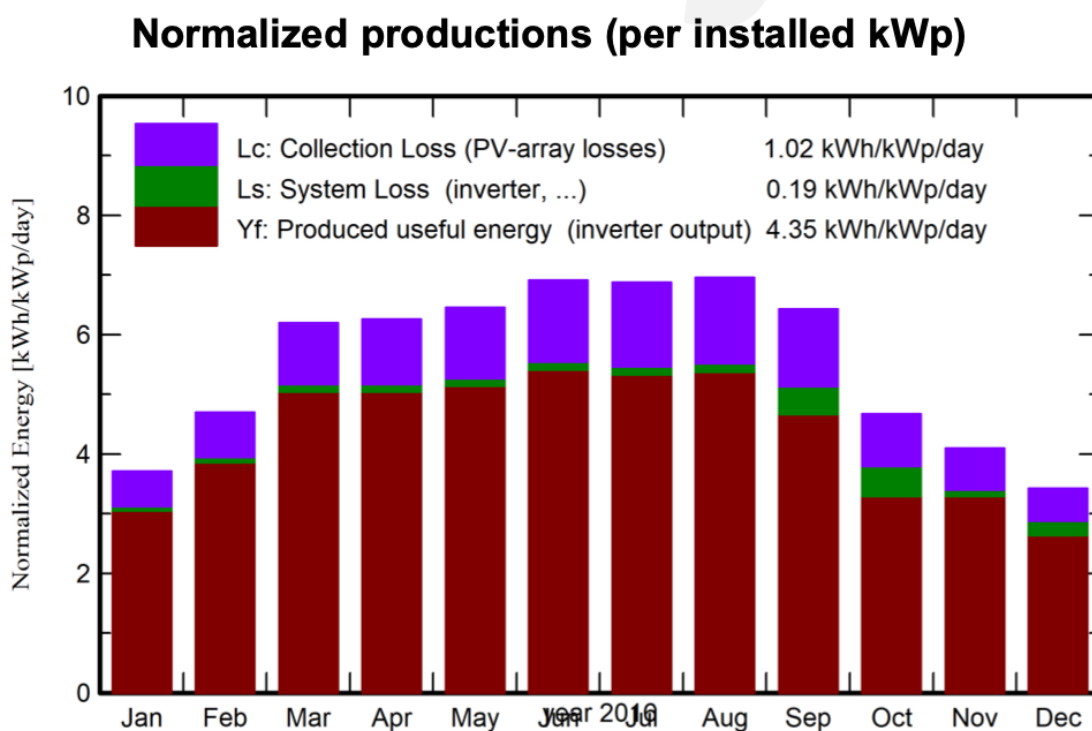


Ilustración 25. Producciones normalizadas por mes. Fuente: Elaboración propia.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	66.5	26.32	14.43	115.0	109.5	250.7	245.0	0.823
Feb. 16	91.5	34.76	14.00	136.3	129.4	296.8	289.8	0.821
Mar. 16	150.6	49.58	13.59	192.0	182.2	414.9	404.9	0.815
Apr. 16	173.5	58.85	15.10	187.8	177.5	401.7	391.8	0.806
May 16	208.4	69.88	17.51	200.1	188.3	423.2	412.7	0.797
June 16	226.8	67.26	21.67	207.4	195.0	431.4	420.9	0.784
July 16	227.1	63.20	24.22	213.1	200.7	438.8	428.0	0.775
Aug. 16	206.7	51.69	24.61	215.7	203.8	443.1	432.1	0.774
Sep. 16	160.2	50.77	24.25	192.8	182.6	398.9	362.6	0.726
Oct. 16	104.1	40.99	21.71	144.8	137.6	305.2	264.5	0.706
Nov. 16	75.4	30.52	17.80	122.9	117.0	264.4	256.1	0.805
Dec. 16	60.3	27.21	15.53	106.2	101.0	231.5	212.2	0.772
Year	1751.2	571.03	18.72	2034.0	1924.7	4300.5	4120.6	0.782

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

Tabla 7. Datos de producción separados por mes. Fuente: Elaboración propia.

La producción normalizada es la relación entre kWh y kWp instalados, es un parámetro que permite ver el desempeño de la planta. Las pérdidas aumentan en función de la producción, es decir, cuánta más radiación hay sobre los paneles mayores serán las pérdidas pues aumenta la intensidad que circula por el cableado y por los distintos componentes eléctricos como son los relés, paneles o inversores. En la ilustración a continuación (Ilustración 26), se tienen las pérdidas totales a lo largo de todo el año expresadas en un diagrama de pérdidas. Las más destacables en este caso son las relacionadas con la temperatura, pues en verano se reduce el rendimiento de los paneles debido a que su temperatura de funcionamiento es más elevada lo cual reduce levemente su producción en este caso.

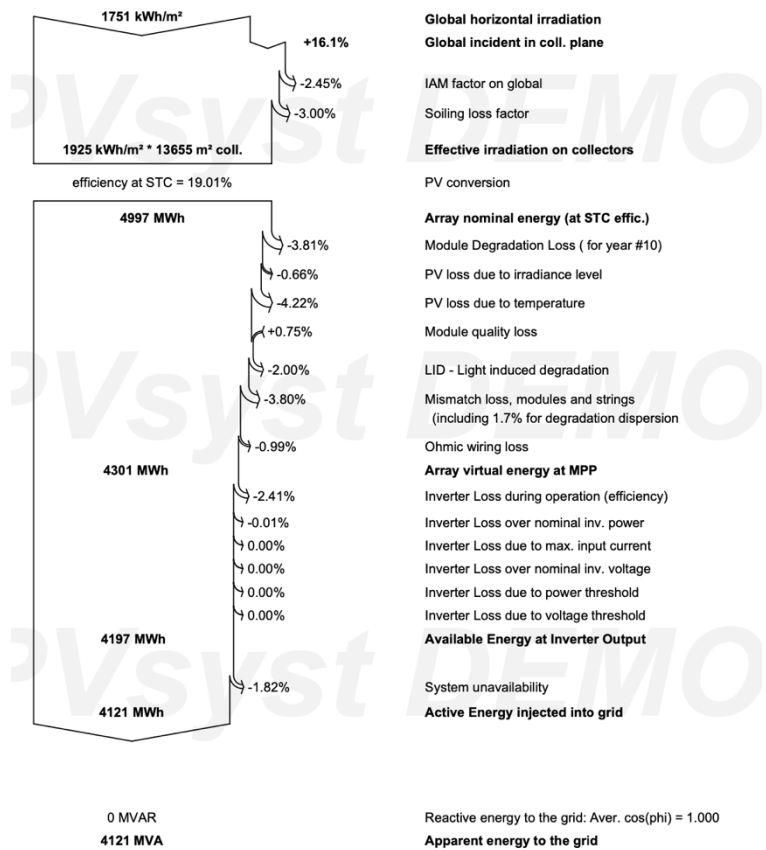


Ilustración 26. Diagrama de pérdidas. Fuente: Elaboración propia.

3.3 Cálculos agrícolas

En este apartado se justificará la elección del tipo de cultivo y su disposición óptima para maximizar su producción.

3.3.1 Elección del cultivo

En este caso las opciones que se consideraron fueron dos, el olivar extensivo de secano o regadío. En principio se consideró una tercera opción, el cultivo estacional, pero se descartó en fases posteriores del trabajo pues implica cada seis meses el uso de maquinaria pesada para labrar la tierra lo cual no es lo óptimo pues generan mucho polvo que se depositaría sobre los paneles reduciendo su producción, aumentando los costes de operación del parque. Otro criterio que se utilizó para descartar el cultivo estacional fue la necesidad de crear una barrera natural para minimizar el impacto visual para los coches y peatones, así pues, el olivo de cultivo extensivo se adapta a lo que este proyecto busca tanto económicamente como medioambientalmente.

La decisión entre cultivo de olivar extensivo de secano o regadío se ha hecho en base a dos criterios, el económico y el medioambiental. Se busca que sea sostenible en los dos aspectos, tanto en que el consumo de agua y generación de residuos sea mínimo como que sea algo rentable para que pueda existir de manera orgánica sin generar un déficit inasumible. Se estima que cada olivo ocupará un área de 6x6 teniendo en cuenta el área necesaria de paso. Será necesario podar los olivos para dejar la copa en forma de vaso, y la altura de cada olivo será entre 2 y 3 metros. La vida útil de este tipo de cultivo es de aproximadamente cuarenta años, siendo esta mucho mayor que

la vida estimada del parque solar [13]. Siendo conocedores de esto se dimensiona el cultivo. (Tabla 8)

Area Agrícola	34.226,00	m2
Área olivo	36	m2
Nº olivos	950	
Vida útil	40	años

Tabla 8. Cálculos agrícolas. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la cantidad de agua, en el caso del secano sólo se regaría mínimamente durante los meses de sequía para evitar que los olivos mueran por falta de agua. El cultivo con regadío se estima que tiene un consumo de agua de 1500 m³/año.

En el apartado económico se evaluará la viabilidad de los dos tipos de cultivo.

3.3 Adaptación de la bomba actual

En el terreno actualmente se encuentra instalada una bomba de 8kW que extrae agua a una profundidad de 140m aproximadamente. Se desea adaptar la instalación actual para así poder utilizar esta bomba para extraer el agua necesaria para la limpieza de los paneles y riego de los olivos que sea necesario. Para ello se modelará y dimensionará la instalación en el software PVSYST 7.2

Para simplificar la instalación, se conectará en la parte de E_{user} de la Ilustración 12, así no será necesario instalar un variador de frecuencia adicional para regular el funcionamiento de esta bomba. (Ilustración 27)

PV module		Pump	
Manufacturer	Suntech	Manufacturer	Generic
Model	STP-415-S-A78-Vfh	Model	Well 8 kW Head 60-160 - FR 10 m3_h
(Custom parameters definition)		Pump Technology	Centrifugal Multistage
Unit Nom. Power	415 Wp	Deep well pump	
Number of PV modules	42 units	Motor	AC motor, triphased
Nominal (STC)	17.43 kWp	Associated or integrated converter	
Modules	3 Strings x 14 In series	Type	MPPT
At operating cond. (50°C)		Voltage range	575 - 850 V
Pmpp	15.85 kWp	Operating conditions	
U mpp	553 V		
I mpp	29 A		
Total PV power			
Nominal (STC)	17 kWp		
Total	42 modules		

	Head min.	Head Nom	Head max.	
	5.89	9.81	15.70	m
Corresp. Flowrate	12.79	10.21	6.19	m³/h
Req. power	6300	6300	6300	W

Number of pumps	
pumps	2 in parallel
Control device	
Model	Generic device (optimised for the system)
System Configuration	MPPT-AC inverter

Pumping system controller	
System Operating Control	
Generic device params adjusted acc. to the system	
Power Conditioning Unit	
Type	MPPT-AC inverter
Operating conditions	
Nominal power	16000 W
Power Threshold	160 W
Max. efficiency	98.0 %
EURO efficiency	96.0 %
Minimum MPP Voltage	575 V
Maximum MPP Voltage	850 V
Maximum Array Voltage	850 V
Maximum Input Current	26.0 A

Ilustración 27. Simulación bombeo. Fuente: Elaboración propia.

El equivalente en paneles que haría falta para accionar este sistema son 42, sabiendo esto se puede programar de manera que a las horas en las que la energía es más barata se utilice la energía necesaria para llenar el depósito de el molino.

4. Cálculos económicos

Para este proyecto, como se tratan de partes diferenciadas, se estudiará su rentabilidad y sus planes económicos por separado pues tienen unos períodos de amortización distintos y así se puede estudiar de una forma más simplificada y efectiva cada parte.

4.1 Parte fotovoltaica

Habiendo estimado la producción y sabiendo que el fabricante da garantía de 25 años en los paneles, se calculará la inversión y su rentabilidad siendo conocedores de estos parámetros. En cuanto a los costes de la inversión, se han estimado muchos de los precios pues no ha sido posible encontrar el PVP de mercado. Las estimaciones realizadas son las siguientes: (Tabla 9)

Installation costs

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
STP-415-S-A78-Vfh	6240	66.40	414'336.00
Supports for modules	6240	25.00	156'000.00
Inverters			
ULTRA-700.0-TL	3	8'000.00	24'000.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	6'682.74	6'682.74
Wiring	1	26'265.68	26'265.68
Combiner box	1040	30.00	31'200.00
Monitoring system, display screen	1040	15.00	15'600.00
Measurement system, pyranometer	2	522.00	1'044.00
Surge arrester	2	5'000.00	10'000.00
Installation			
Global installation cost per module	6240	5.00	31'200.00
Global installation cost per inverter	3	2'000.00	6'000.00
Transport	1	60'000.00	60'000.00
Settings	1	20'000.00	20'000.00
Insurance			
Building insurance	1	49'610.99	49'610.99
Liability insurance	1	150.00	150.00
Delay in start-up insurance	1	70'872.84	70'872.84
Taxes			
VAT	1	0.00	149'554.07
Other taxes	1	0.00	11'720.00
Total			1'084'236.32
Depreciable asset			601'018.74

Tabla 9. Costes construcción parque fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

- El precio de Wp del modelo de panel es de 0,16 €/Wp
- Los soportes se estima que el precio es de 25€ por panel solar.
- Se estima un precio de 8000€/inversor
- *Accesories and fasteners* incluye los sistemas de protección de los inversores, paneles y los diodos.
- Para el cableado, se ha estimado el precio en función de la masa de cobre que va a ser necesaria, unos 3.689 kg serán necesarios a un precio de 3,689€/kg
- *Combiner box* hace referencia a los cuadros que habrá en cada módulo de paneles.
- *Monitoring system, display screen* es el precio de los paneles HMI y el software que se quiere utilizar.
- *Surge arrester* son los pararrayos de punta franklin.
- El coste de instalación por panel se estima en 5€, la estimación se ha hecho en base de que un operario puede instalar 6 paneles hora, con un coste por hora de trabajo del operario a 30€.
- Para la partida destinada al transporte se ha tenido en cuenta el coste de la aseguradora.
- *Settings* son los costes derivados de la puesta en marcha y configuración del software y los paneles.
- El seguro de construcción es el 7% del coste total sin IVA del presupuesto general.
- El seguro de responsabilidad civil 150€
- El seguro de puesta en marcha se estima en un 10% sin IVA del presupuesto general.

- La base imponible de IVA a 21% es la suma de todos los costes materiales (paneles, soportes, inversores, equipos de medida...)
- A 10% de IVA se cobrarán los costes derivados de la instalación y construcción del parque.

En cuanto los costes de operación anual del parque son los siguientes:
(Tabla 10)

Operating costs	
Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	20'000.00
Reparation	5'000.00
Security fund	15'000.00
Insurance	
Facilities insurance	2'500.00
Taxes	
Federal taxes	8'925.00
Total (OPEX)	51'425.00
Including inflation (1.60%)	62'623.91

Tabla 10. Costes operativos parte fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

- Se espera la contratación de un operario a razón de 20.000€, las labores del operario serán mantenimiento y limpieza del parque.
- Se estima que cada año se hagan reparaciones por un importe de 5.000€, esto tiene en cuenta la contratación de operarios cualificados para las revisiones y mantenimiento de los componentes.
- Se reservarán anualmente 15.000€ para poder reponer paneles que se rompan, y tener previsto gastos extraordinarios.
- Se contratará un seguro para la instalación.
- Se estima que la inflación cada año es de un 1,6%

Teniendo en cuenta estos parámetros, se han simulado tres escenarios financieros distintos de este proyecto:

1. 40% fondos propios y 60% de subvenciones.
2. 20% fondos propios, 40% subvenciones y 40% financiado del banco.
3. 52% subvenciones y 48% financiado.

Hay que tener en cuenta que este proyecto encaja con los requisitos que piden para los fondos Next Generation de la unión europea, además de que puede optar a subvenciones del gobierno autonómico y de el ministerio de agricultura.

A continuación, se exponen los parámetros financieros que se han elegido:

Periodo de simulación	
Vida del proyecto	25 años
Año de inicio	2022
Variaciones proyectadas	
Inflación	1.60 %/año
Tasa de descuento	10.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento)	
☐ Lineal	0.0 %/año
☒ Resultados de la herramienta de enveje	
Gastos dependientes de ingresos	
Impuesto sobre la renta	7.00 %/año
Dividendos	0.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta	0.00 %/año
Amortización	
☐ Ninguno	☐ Línea recta
☒ Saldo decreciente	
Activos amortizables	601'018.74 EUR
Valor de rescate	71'261.23 EUR
Total canjeable	529'757.51 EUR
Periodo de amortización	25 años
Coefficiente de amortización	7.00

Ilustración 28. Parámetros financieros. Fuente: Elaboración propia.

- La tasa de descuento se ha fijado en un 10%

- La variación de la producción se ha hecho acorde a los parámetros expuestos en la Ilustración 23.
- La amortización se hace de saldo decreciente con un valor de rescate del 12% de los activos amortizables. El coeficiente de amortización se ha fijado del 7% pues el proyecto se ha decidido amortizarse a 25 años. [14]
- El precio que se ha fijado de venta por kWh es de 0,03€ constante durante los 25 años. No se contempla un incremento del precio de la luz a lo largo de los años pues es un escenario incierto y predicciones a la baja o al alza pueden dar un resultado que difiera de la realidad, el precio de 0,03€ se ha fijado como un precio medio realista en 2021.
- El impuesto sobre la venta de la energía es del 7%.

En todos los supuestos, durante los tres primeros años no hay ventas debido a que se estima que el parque está en construcción durante ese tiempo y por lo tanto no puede producir.

4.1.1 Primer escenario financiero

Se presentan los datos del primer escenario financiero el cual es el siguiente: (Ilustración 29)

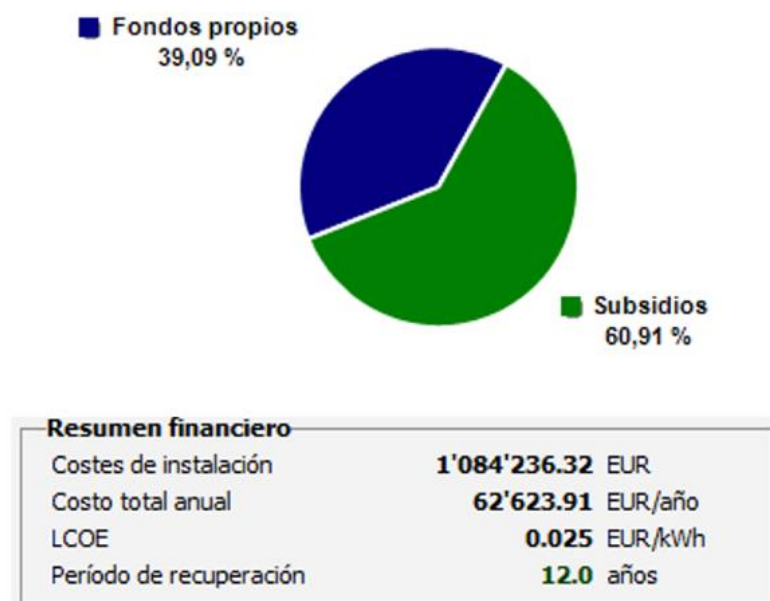


Ilustración 29. Resumen primer escenario financiero. Fuente: Elaboración propia

Este es el escenario más favorable en cuanto a beneficios, a partir del año 12 se recuperan los fondos propios alcanzando el punto de *break even*, y desde ese año se tienen beneficios. Los flujos de caja quedarían de la siguiente manera: (Tabla 11) (Ilustración 30)

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2022	119'044	51'425	148'332	0	0	6'7619	-362'370	14.5%
2023	119'044	52'248	106'799	0	0	6'6797	-307'166	27.5%
2024	119'044	53'084	76'895	0	0	6'5961	-257'609	39.2%
2025	119'044	53'933	55'365	9'747	682	6'4429	-213'603	49.6%
2026	119'044	54'796	39'863	24'386	1'707	6'2541	-174'770	58.8%
2027	119'044	55'673	28'701	34'671	2'427	6'0945	-140'368	66.9%
2028	119'044	56'564	20'665	41'816	2'927	5'9554	-109'808	74.1%
2029	119'044	57'469	14'879	46'697	3'269	5'8307	-82'607	80.5%
2030	119'044	58'388	10'713	49'944	3'496	5'7160	-58'365	86.2%
2031	119'044	59'322	7'713	52'009	3'641	5'6082	-36'744	91.3%
2032	119'044	60'271	5'553	53'220	3'725	5'5048	-17'450	95.9%
2033	119'044	61'236	3'998	53'810	3'767	5'4042	-230	99.9%
2034	119'044	62'216	2'879	53'950	3'777	5'3052	15'137	103.6%
2035	119'044	63'211	2'073	53'761	3'763	5'2070	28'849	106.8%
2036	119'044	64'222	1'492	53'330	3'733	5'1089	41'079	109.7%
2037	119'044	65'250	1'075	52'720	3'690	5'0104	51'983	112.3%
2038	119'044	66'294	774	51'977	3'638	4'9112	61'700	114.6%
2039	119'044	67'355	557	51'133	3'579	4'8111	70'353	116.6%
2040	119'044	68'432	401	50'211	3'515	4'7097	78'054	118.4%
2041	119'044	69'527	289	49'228	3'446	4'6071	84'902	120.0%
2042	119'044	70'640	208	48'197	3'374	4'5031	90'967	121.5%
2043	119'044	71'770	150	47'125	3'299	4'3976	96'389	122.7%
2044	119'044	72'918	128	45'998	3'220	4'2906	101'181	123.9%
2045	119'044	74'085	128	44'831	3'138	4'1821	105'427	124.9%
2046	119'044	75'270	128	43'646	3'055	4'0719	109'185	125.8%
Total	2'976'111	1'565'598	529'758	1'012'406	70'868	1'339'645	109'185	125.8%

Tabla 11. Flujos de caja primer escenario. Fuente: Elaboración propia.

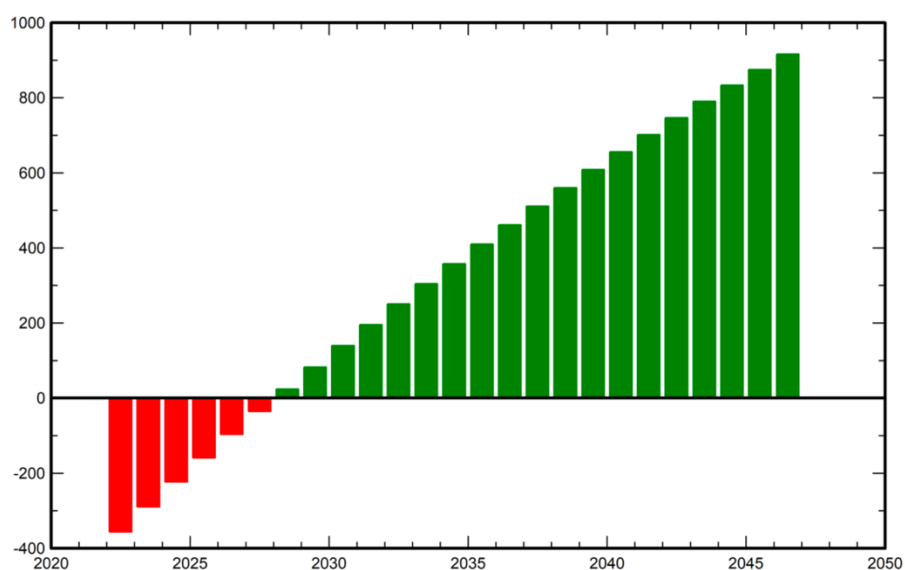


Ilustración 30. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 1. Fuente: Elaboración propia.

Este escenario es completamente plausible gracias a las ayudas que se pueden solicitar y que se están dando por parte de las instituciones públicas. Siendo este el más favorable de los tres gracias a que no se tiene que devolver ningún préstamo que aumenta el LCOE de la energía provocando que se tenga que o subir el precio de venta o ajustar costes y refinanciar deuda.

4.1.2 Segundo escenario financiero

Se presentan los datos relacionados con el segundo escenario financiero: (Ilustración 31)

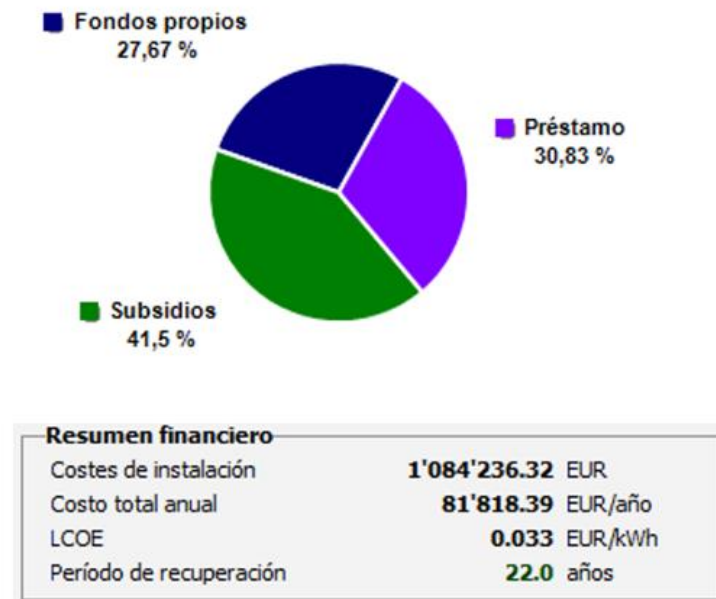


Ilustración 31. Resumen segundo escenario financiero. Fuente: Elaboración propia.

En este caso, se puede apreciar como el coste total anual ha incrementado bastante respecto del caso anterior. A continuación, se muestran los flujos de caja: (Tabla 12) (Ilustración 32)

	Electricity sale	Loan principal	Loan interest	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2022	119'044	7'003	16'712	51'425	148'332	0	0	43'905	-260'087	7.4%
2023	119'044	7'353	16'362	52'248	106'799	0	0	43'082	-224'482	14.2%
2024	119'044	7'721	15'994	53'084	76'895	0	0	42'246	-192'742	20.4%
2025	119'044	8'107	15'608	53'933	55'365	0	0	41'396	-164'468	26.1%
2026	119'044	8'512	15'203	54'796	39'863	9'183	643	39'891	-139'699	31.4%
2027	119'044	8'938	14'777	55'673	28'701	19'894	1'393	38'264	-118'100	36.2%
2028	119'044	9'385	14'330	56'564	20'665	27'486	1'924	36'842	-99'194	40.7%
2029	119'044	9'854	13'861	57'469	14'879	32'836	2'299	35'562	-82'604	44.8%
2030	119'044	10'347	13'368	58'388	10'713	36'576	2'560	34'381	-68'023	48.8%
2031	119'044	10'864	12'851	59'322	7'713	39'158	2'741	33'266	-55'197	52.5%
2032	119'044	11'407	12'308	60'271	5'553	40'912	2'864	32'194	-43'913	56.1%
2033	119'044	11'978	11'737	61'236	3'998	42'073	2'945	31'149	-33'988	59.5%
2034	119'044	12'577	11'138	62'216	2'879	42'812	2'997	30'117	-25'264	62.9%
2035	119'044	13'205	10'510	63'211	2'073	43'251	3'028	29'091	-17'604	66.2%
2036	119'044	13'866	9'849	64'222	1'492	43'480	3'044	28'064	-10'886	69.4%
2037	119'044	14'559	9'156	65'250	1'075	43'564	3'049	27'030	-5'003	72.6%
2038	119'044	15'287	8'428	66'294	774	43'549	3'048	25'987	138	75.9%
2039	119'044	16'051	7'664	67'355	557	43'469	3'043	24'932	4'623	79.1%
2040	119'044	16'854	6'861	68'432	401	43'350	3'034	23'863	8'524	82.4%
2041	119'044	17'696	6'018	69'527	289	43'210	3'025	22'778	11'910	85.7%
2042	119'044	18'581	5'134	70'640	208	43'063	3'014	21'675	14'839	89.1%
2043	119'044	19'510	4'205	71'770	150	42'920	3'004	20'555	17'364	92.6%
2044	119'044	20'486	3'229	72'918	128	42'769	2'994	19'418	19'533	96.1%
2045	119'044	21'510	2'205	74'085	128	42'626	2'984	18'261	21'387	99.8%
2046	119'044	22'586	1'129	75'270	128	42'517	2'976	17'083	22'963	103.6%
Total	2'976'111	334'236	258'636	1'565'598	529'758	808'699	56'609	761'032	22'963	103.6%

Tabla 12. Flujo de caja segundo escenario. Fuente: Elaboración propia.

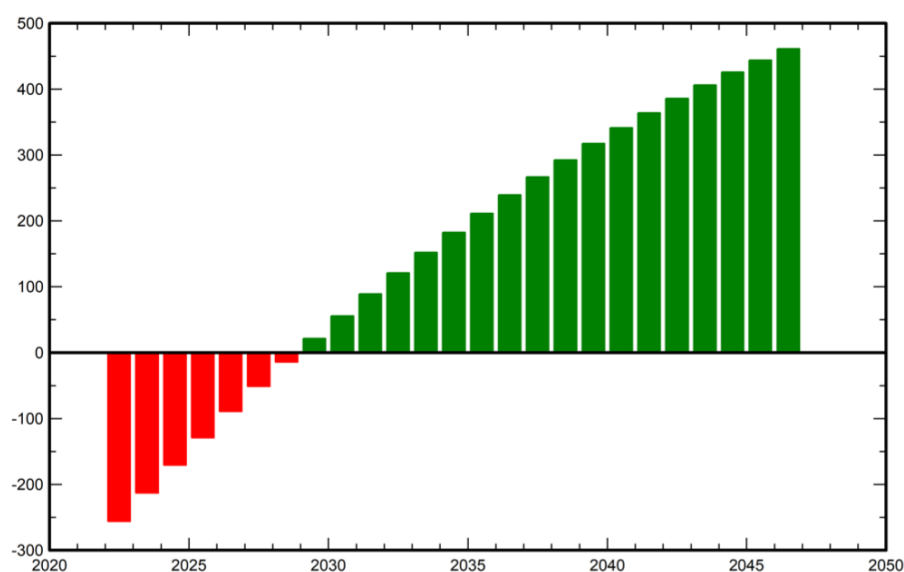


Ilustración 32. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 2. Fuente: Elaboración propia.

En este escenario, el préstamo se ha configurado como el pago de una anualidad fija durante los 25 años, el proyecto sigue siendo rentable, pero se tarda el doble en amortizar la inversión. Hay que tener en cuenta que en caso de una avería grave que provocase un gasto extraordinario en cualquier año

provocaría que la instalación no fuese rentable al final de su ciclo de vida.
No se recomienda este escenario para la financiación del proyecto.

4.1.3 Tercer escenario financiero

Se presentan los datos relacionados con el tercer escenario financiero:

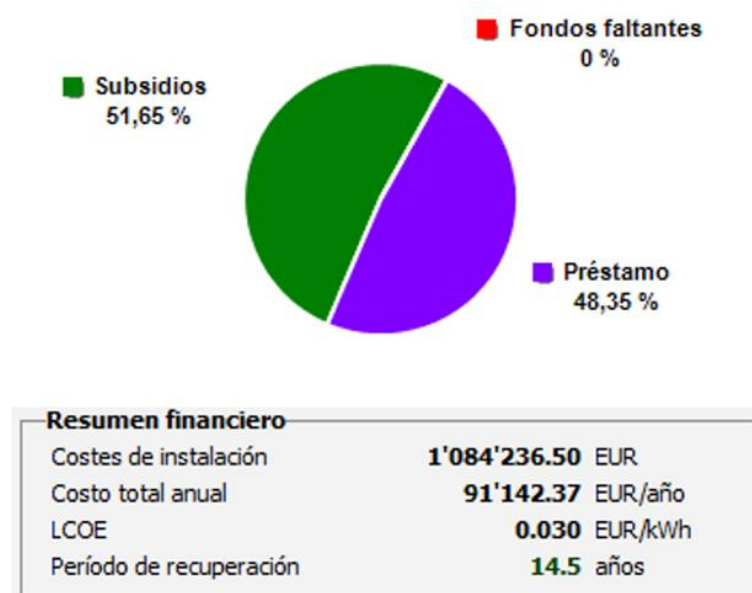


Ilustración 33. Resumen del tercer escenario financiero. Fuente: Elaboración propia.

En este caso el costo anual es mayor que en el caso anterior, pero aun así se rentabiliza antes el proyecto. Esto es debido a la modalidad de financiación que se ha elegido para este préstamo que es canjearlo por una amortización fija. El flujo de caja en este caso es el siguiente: (Tabla 13) (Ilustración 34)

	Electricity	Loan	Loan	Run.	Deprec.	Taxable	Taxes	After-tax	Cumul.	%
	sale	principal	interest	costs	allow.	income		profit	profit	amorti.
2022	120'255	20'969	15'098	51'425	148'332	0	0	32'762	29'784	9.7%
2023	120'255	20'969	14'469	52'248	106'799	0	0	32'569	56'700	18.8%
2024	120'255	20'969	13'840	53'084	76'895	0	0	32'362	81'014	27.5%
2025	120'255	20'969	13'211	53'933	55'365	0	0	32'141	102'967	35.6%
2026	120'255	20'969	12'582	54'796	39'863	13'014	911	30'997	122'213	43.3%
2027	120'255	20'969	11'953	55'673	28'701	23'928	1'675	29'985	139'139	50.5%
2028	120'255	20'969	11'324	56'564	20'665	31'703	2'219	29'179	154'112	57.4%
2029	120'255	20'969	10'694	57'469	14'879	37'213	2'605	28'517	167'416	63.9%
2030	120'255	20'969	10'065	58'388	10'713	41'089	2'876	27'956	179'272	70.2%
2031	120'255	20'969	9'436	59'322	7'713	43'783	3'065	27'462	189'860	76.2%
2032	120'255	20'969	8'807	60'271	5'553	45'623	3'194	27'013	199'328	82.0%
2033	120'255	20'969	8'178	61'236	3'998	46'842	3'279	26'592	207'801	87.6%
2034	120'255	20'969	7'549	62'216	2'879	47'611	3'333	26'188	215'387	93.1%
2035	120'255	20'969	6'920	63'211	2'073	48'051	3'364	25'791	222'178	98.4%
2036	120'255	20'969	6'291	64'222	1'492	48'249	3'377	25'395	228'257	103.5%
2037	120'255	20'969	5'662	65'250	1'075	48'269	3'379	24'995	233'697	108.6%
2038	120'255	20'969	5'033	66'294	774	48'154	3'371	24'588	238'562	113.5%
2039	120'255	20'969	4'404	67'355	557	47'939	3'356	24'171	242'909	118.3%
2040	120'255	20'969	3'775	68'432	401	47'647	3'335	23'743	246'791	123.1%
2041	120'255	20'969	3'145	69'527	289	47'293	3'311	23'302	250'255	127.7%
2042	120'255	20'969	2'516	70'640	208	46'891	3'282	22'847	253'342	132.3%
2043	120'255	20'969	1'887	71'770	150	46'448	3'251	22'377	256'091	136.9%
2044	120'255	20'969	1'258	72'918	128	45'950	3'217	21'892	258'536	141.3%
2045	120'255	20'969	629	74'085	128	45'412	3'179	21'392	260'708	145.7%
2046	120'255	20'969	0	75'270	128	44'856	3'140	20'875	262'635	150.1%
Total	3'006'368	524'236	188'725	1'565'598	529'758	895'968	62'718	665'091	262'635	150.1%

Tabla 13. Flujo de caja tercer escenario. Fuente: Elaboración propia

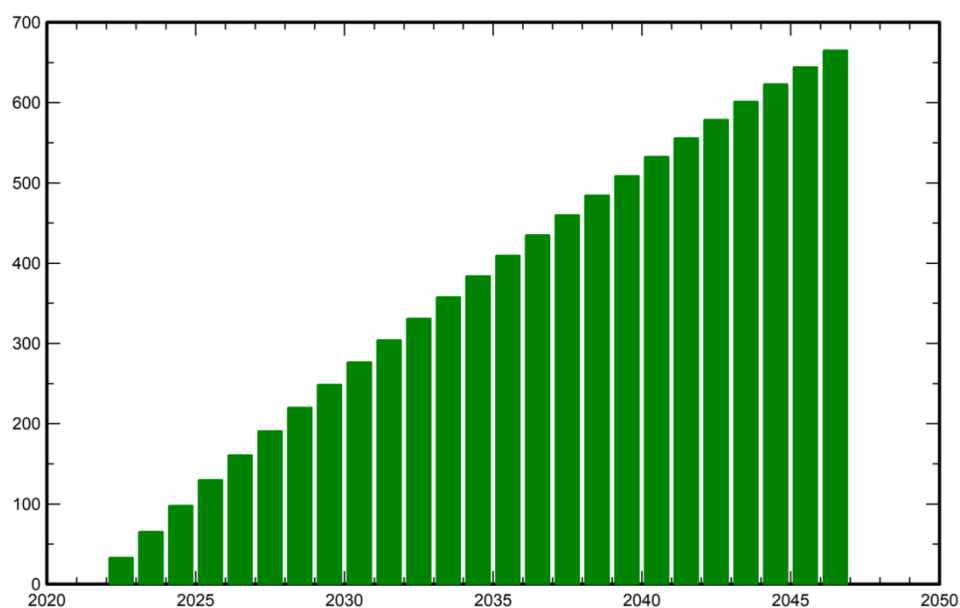


Ilustración 34. Representación gráfica de los flujos de caja acumulados del escenario 3. Fuente: Elaboración propia.

En este supuesto, el flujo de caja es siempre positivo pues no hay un desembolso inicial pues se financiará la totalidad del proyecto con un préstamo y con subvenciones. Esto podría ser posible dejando el terreno como aval pues el valor de mercado es muy superior al valor del préstamo que se va a solicitar. La ventaja de este escenario es que no requiere de una descapitalización inicial por parte del inversor, el riesgo por parte de éste es menor y permite una mayor flexibilidad en cuanto a la gestión del parque.

4.1.4 Elección del escenario financiero

Se presenta un resumen de los tres escenarios financieros expuestos en los apartados anteriores: (Tabla 14)

	Period. Amort. (años)	ROI (%)	VPN (€)
Escenario 1	12,00	10,01	109.185,13
Escenario 2	24,00	2,10	22.963,36
Escenario 3	14,30	24,20	262.634,20

Tabla 14. Resumen escenarios financieros. Fuente: Elaboración propia.

El escenario más desfavorable y con peores parámetros financieros es el segundo. Esto es debido a que el inversor tiene que poner su parte y devolver al banco la parte del préstamo más los intereses. En cuanto a la elección entre el primer y el tercer escenario, el preferido sería el tercero pues a pesar de que el período de amortización sea más alto, el ROI y Valor Presente Neto (VPN) son más de dos veces el del primer escenario, por lo tanto, la rentabilidad para el inversor es más de el doble. Siendo este el escenario ideal, pues sería necesario negociar con bancos o inversores privados la posibilidad de financiar el préstamo a un tipo de interés bajo.

4.2 Parte agrícola

En este apartado, se calcularán los costes de la inversión de la parte agrícola de este proyecto, tanto el cultivo de secano como el de regadío y se hará la comparación entre ambos proyectos.

La estimación de costes de la inversión se ha hecho acorde al informe emitido por la AEMO [13]. El coste de la plantación, preparación del terreno y puesta a punto es la misma para los dos tipos de cultivo y es la siguiente: (Tabla 15)

INVERSION		
PREP. TERRENO	148,9	€/ha
PLANT. OLIVAR	816,2	€/ha
INSTALACION RIEGO	2680	€/ha
OPERACIONES	481,3	€/ha
TOTAL	14123,0166	€

Tabla 15. Inversión necesaria para la parte agrícola. Fuente: Elaboración propia.

Esta inversión es mucho menor que la de la parte anterior, por lo que se considera que es asumible por parte de una parte solo sin necesidad de financiación por parte de un prestamista. Esta parte puede optar a distintas ayudas en baleares, tanto a nivel local como autonómico.

En el apartado de costes, si que hay diferencia entre los dos tipos de cultivo, por lo que se ha calculado para ambos: (Tabla 16)

COSTES OPERATIVOS		
PODA	271,05	€/HA
MANT. SUELO	394,64	€/HA
PLAGAS	216,95	€/HA
FERTILIZACION	220,86	€/HA
RIEGO	500,32	€/HA
SECANO	595	5000KG/HA
REGADIO	885	10000KG/HA
TOTAL/HA		
SECANO	1689,59	€/HA
REGADIO	2488,81	€/HA
TOTAL		
SECANO	5782,79	€
REGADIO	8518,20	€

Tabla 16. Costes de explotación anuales de la explotación de la parte agrícola. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la evaluación económica, primero se calculan los ingresos anuales para cada tipo de producción, la estimación de la producción se ha hecho acorde a los datos presentados por *Balam Services*. [15] (Tabla 17)

PRODUCCION	COSTE	PROD. ACEITUNA	COSTE POR KG ACEITUNA	COSTE MOLTURACIÓN	RDTO GRASO	PROD. ACEITE	COSTE KG ACEITE
SECANO	5782,79	21391,25	0,27	0,04	0,20	4278,25	1,55
RIEGO	8518,20	42440,24	0,20	0,04	0,18	7639,24	1,34

Tabla 17. Ingresos por tipo de cultivo. Fuente: Elaboración propia.

Con los datos y la información recabada, se procede a calcular los flujos de caja de las dos opciones, se adjuntará a este proyecto las hojas de cálculo dónde se han realizado los flujos de caja para poder comprobarlos, a continuación, se va a presentar el resumen de los resultados obtenidos. (Tabla 18) (Tabla 19)

PV: 33.189,06 €
wacc: 10,0%
NPV: 19.066,05 €
IRR: 16,4%

Tabla 18. Conclusiones flujos de caja cultivo de riego. Fuente: Elaboración propia.

PV: 9.945,10 €
r: 10,0%
NPV: (4.177,91 €)
IRR: 8,0%

Tabla 19. Conclusiones flujos de caja cultivo de secano. Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados expuestos en las tablas anteriores, se puede ver como ambos proyectos tienen una tasa de retorno razonable, pero el proyecto con riego tiene un valor presente neto (NPV) mucho mayor que el de secano que es negativo, por lo que, en este caso, la elección hablando desde una perspectiva económica más fácil, la opción de riego es claramente más ventajosa.

5. Impacto medioambiental

En este apartado sí que se va a tener en cuenta el proyecto como una unidad en sí, porque la parte agrícola se va a considerar que tiene un impacto medioambiental en tema de emisiones de CO₂ nulas. Esta suposición se hace en base a que las emisiones que puedan venir del mantenimiento con maquinaria o en el proceso constructivo se verán compensadas por los árboles. Además, al final de la vida útil de los olivos se podrían utilizar en producir energía mediante biomasa y aun así seguiría siendo neutral en emisiones.

El balance de CO₂ se ha hecho con el software PVSYST 7.2 y tiene en cuenta las emisiones de producción de los paneles, soportes y los inversores. Con esta información se puede estimar cuánto tiempo tarda la instalación en compensar las emisiones de la fabricación de los componentes y montaje, y cuánto CO₂ va a ahorrar a lo largo de su vida útil. A continuación, se presentan los resultados:

Total: 20741.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 4561.14 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 28471.5 tCO₂

System production: 3968.15 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

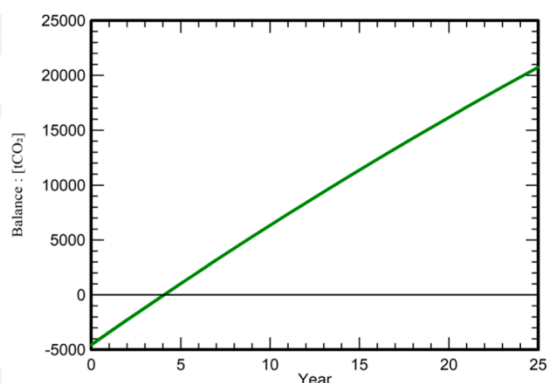
Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2590 kWp	4435260
Supports	2.01 kgCO ₂ /kg	62400 kg	125279
Inverters	199 kgCO ₂ /units	3.00 units	597

Ilustración 35. Balance de emisiones de CO₂. Fuente: Elaboración propia.

La instalación compensa las emisiones de montaje y fabricación de los componentes a los cuatro años, a partir de allí empieza a tener un balance positivo en emisiones. A lo largo de su ciclo de vida la instalación ahorrará la emisión de 28471,2 toneladas de CO₂. Este cálculo es posible que esté dimensionado a la baja pues la base de datos es a nivel de España, en la isla de Ibiza varios de los generadores que tiene la central térmica son de diésel, por lo que la cantidad real es mayor que la estimada en caso de que no se cambiasen los equipos durante todo este período.

6. Posibles mejoras

En este apartado, se propondrán distintas mejoras que se pueden aplicar a este proyecto a lo largo de su vida útil. Para hacer esto, se puede aprovechar el beneficio generado tras cada ejercicio para mejorar la instalación y convertirla en un proyecto de referencia para el resto de la isla de Ibiza. Las mejoras que se proponen son las siguientes:

- Instalar un aerogenerador en el molino para remodelar su funcionalidad. Este punto es complejo porque se tendría que discutir con las autoridades competentes para modificar la estética del molino que es un elemento protegido por patrimonio. El coste aproximado de esta mejora, podría estar del orden de los 15.000€.
- Convertir el molino en un punto de control de fauna autóctona, migraciones de las aves y plagas invasoras mediante el uso de cámaras 360° y softwares de reconocimiento de especies. Esta mejora podría salir de forma casi gratuita cediendo el uso a las autoridades medioambientales.
- Usar el molino como punto de control de incendios, ya sea mediante la instalación de una cámara termográfica de un alcance mínimo de 2km o con drones, usando la estructura como punto base de salida de estos. Lo ideal sería crear una red de *molinos inteligentes* que sean capaces de coordinarse entre sí las rutas de los drones para el control de incendios. Como en el

apartado anterior, esta mejora podría ser que fuera gratuita para el proyecto siendo de gran interés para la población isleña.

La portabilidad de este proyecto en cuanto a adaptarse a distintos terrenos, molinos y características da pie a la innovación, siendo esta la base para futuros proyectos que puedan surgir a raíz de esta idea. Si las autoridades locales y autonómicas se comprometieran, se podrían dar aún más usos a los molinos abandonados como la creación de centros de interpretación, implantación de formas alternativas de agricultura.

7. Conclusiones

A agosto de 2021, en hora punta, el 47,55% de la energía viene de la interconexión con la isla de Mallorca, 21,01% de una turbina de gas y el 29,76% es generado por un motor diésel. (Ilustración 36)

Motores diésel	53,5	29,76 (%)
Turbina de gas	37,8	21,02 (%)
Enlace Mallorca-Ibiza	85,5	47,55 (%)
Enlace Ibiza-Formentera	-7,8	0 (%)

Ilustración 36. Demanda de la isla de Ibiza a las 12:00 el 23/08/2021. Fuente: REE Demanda.

Tras evaluar la viabilidad de este proyecto, se puede concluir que un modelo energético sostenible con energías renovables es posible en la isla de Ibiza. La particularidad del sistema eléctrico de la isla puede ser una oportunidad para explorar nuevas formas de gestión del sistema, fomentando el autoconsumo y la venta de energía entre particulares. La llegada de los fondos *Next Generation* por parte de la unión europea suponen una oportunidad única para la ejecución de este tipo de proyectos.

En cuanto a la parte agrícola, fomentar un modelo económico alternativo al turismo es siempre beneficioso para los habitantes de la isla, disminuyendo la estacionalidad de los ingresos y aportando estabilidad a la población, más ahora en tiempos de pandemia donde los ingresos se han visto diezmados por las restricciones y el miedo de la gente a viajar.

Con todo esto, se puede concluir que se deben fomentar este tipo de proyectos por parte de las instituciones de la isla, tanto a nivel local como

autonómico para así poder empezar a crear un modelo energético y económico sostenible para la isla de Ibiza.

Bibliografía

- [1] “Un inventario revela que las Pitiüses tienen 189 molinos eólicos e hidráulicos.”
<https://www.periodicodeibiza.es/noticias/cultura/2003/03/14/734973/un-inventario-revela-que-las-pitiuses-tienen-189-molinos-eolicos-e-hidraulicos.html> (accessed Sep. 23, 2020).
- [2] “Ley 10/2019, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética,” *GOIB*, 2019, Accessed: Jul. 27, 2021. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es-ib/l/2019/02/22/10/con>.
- [3] “BOE.es - BOE-A-2021-8447 Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.”
https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447 (accessed Jul. 27, 2021).
- [4] PVGIS, “SARAH Solar Radiation Data | EU Science Hub.”
<https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/downloads/SARAH> (accessed Aug. 06, 2021).
- [5] The European Commission’s science and knowledge service, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) | EU Science Hub,” *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, 2021.
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed Aug. 10, 2021).
- [6] P. Performance, “| 415 W solar de uso comercial Panel.”
- [7] S. Boy, S. Boyu, and M. D. C. Voltage, “Solar inverters,” *Distribution*, no. March, pp. 78669269–78669269, 2007, Accessed: Aug. 11, 2021. [Online]. Available: www.energysavingtrust.org.uk/domestic/content/solar-panels.
- [8] “SISTEMAS DE MONTAJE PARA ESTRUCTURAS DE MÓDULOS

- FOTOVOLTAICOS,” Accessed: Aug. 11, 2021. [Online]. Available: www.energysavingtrust.org.uk/domestic/content/solar-panels.
- [9] “Figueras (Fábrica).”
 - [10] “Sector fotovoltaico: Telegestión y telecontrol en 4 parques solares.” <https://www.wonderware.es/directorio-casos/sector-fotovoltaico-telegestion-y-telecontrol-en-4-parques-solares/> (accessed Aug. 16, 2021).
 - [11] “Piranómetro de Radiación Solar Global.” <https://www.alphaomega-electronics.com/es/sensores-y-sondas/835-lppyra03-kit-piranometro-de-radiacion-solar-global-vatiosm2.html> (accessed Aug. 16, 2021).
 - [12] “Puntas captadoras o Puntas Franklin | INGESCO.” <https://www.ingesco.com/es/productos/puntas-captadoras> (accessed Aug. 16, 2021).
 - [13] AEMO, “Aproximación a los costes del cultivo del olivo. Desarrollo y conclusiones del estudio AEMO,” 2020.
 - [14] “¿Cómo se amortiza una instalación fotovoltaica de venta a red?” <https://suelosolar.com/noticias/fotovoltaica/espana/1-10-2018/como-se-amortiza-instalacion-fotovoltaica-venta-red> (accessed Aug. 18, 2021).
 - [15] “▷ Plantaciones de olivar intensivo | Balam.” <https://balam.es/services/plantaciones-llave-en-mano/plantacion-olivar/plantaciones-de-olivar-intensivo/> (accessed Aug. 21, 2021).

Anexo 1

En este anexo se encuentran las mediciones realizadas para separar el terreno en las distintas áreas.

Primera medición del área de las placas solares:



Segunda medición del área de las placas solares:



Primera medición del área agrícola:



Segunda medición del área agrícola:



Anexo 2

En este anexo se encuentran las mediciones realizadas para el cálculo de la longitud del cableado.

Medición área 1:



Medición área 2:



Medición área 3:



Medición área 4:



Medición área 4:



Medición área 5:



Medición área 6:



Medición área 7:



Anexo 3

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM_Marc

Variant: Sim_FINAL

No 3D scene defined, no shadings

System power: 2590 kWp

Ibiza/Es Codola - España

**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Project summary**Geographical Site****Ibiza/Es Codola**

España

Situation

Latitude 38.87 °N

Longitude 1.38 °E

Altitude 12 m

Time zone UTC

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Ibiza

PVGIS-SARAH - 2016

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 10

No 3D scene defined, no shadings**PV Field Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 36 / 0 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information**PV Array**

Nb. of modules

6240 units

Pnom total

2590 kWp

Inverters

Nb. of units

3 units

Pnom total

2340 kWac

Pnom ratio

1.107

Results summary

Produced Energy 3968 MWh/year

Specific production

1532 kWh/kWp/year

Perf. Ratio PR

75.34 %

Apparent energy

3968 MVAh

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8
Predef. graphs	9
Cost of the system	14
Financial analysis	15
CO ₂ Emission Balance	18

**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

General parameters**Grid-Connected System**

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation**Orientation**

Fixed plane

Tilt/Azimuth 36 / 0 °

Sheds configuration

No 3D scene defined

Models used

Transposition

Perez

Diffuse

Imported DHI

Circumsolar

separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Grid injection point**Power factor**

Cos(phi) (leading) 1.000

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Suntech

Model

STP-415-S-A78-Vfh

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

415 Wp

Number of PV modules

6240 units

Nominal (STC)

2590 kWp

Modules

390 Strings x 16 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

2355 kWp

U mpp

631 V

I mpp

3730 A

Total PV power

Nominal (STC)

2590 kWp

Total

6240 modules

Module area

13655 m²

Cell area

12071 m²**Inverter**

Manufacturer

ABB

Model

ULTRA-700.0-TL

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

780 kWac

Number of inverters

6 * MPPT 50% 3 unit

Total power

2340 kWac

Operating voltage

470-850 V

Pnom ratio (DC:AC)

1.11

Total inverter power

Total power

2340 kWac

Nb. of inverters

3 units

Pnom ratio

1.11

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction

3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m²K

Uv (wind)

0.0 W/m²K/m/s**DC wiring losses**

Global array res.

2.3 mΩ

Loss Fraction

1.2 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop

0.7 V

Loss Fraction

0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction

2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction

-0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction

0.1 %

Module average degradation

Year no

10

Loss factor

0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion

0.4 %/year

Vmp RMS dispersion

0.4 %/year



PVsyst V7.2.4

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Array losses

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.2.4

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

System losses

Unavailability of the system

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods



PVsyst V7.2.4

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Main results

System Production

Produced Energy	3968 MWh/year	Specific production	1532 kWh/kWp/year
Apparent energy	3968 MVAh	Performance Ratio PR	75.34 %

Economic evaluation

Investment

Global	1'084'236.32 EUR
Specific	0.42 EUR/Wp

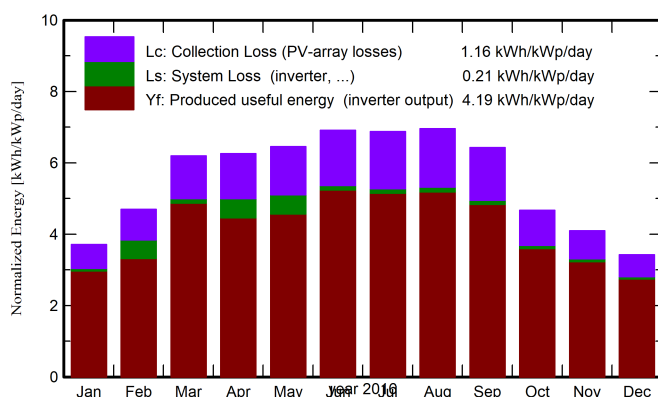
Yearly cost

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	62'623.91 EUR/yr
Payback period	12.0 years

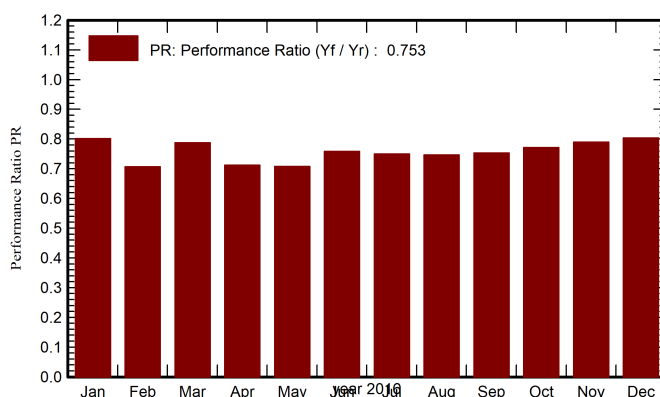
LCOE

Energy cost	0.03 EUR/kWh
-------------	--------------

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
Jan. 16	66.5	26.32	14.43	115.0	109.5	244.3	238.6	0.801
Feb. 16	91.5	34.76	14.00	136.3	129.4	288.4	249.5	0.707
Mar. 16	150.6	49.58	13.59	192.0	182.2	401.4	391.7	0.788
Apr. 16	173.5	58.85	15.10	187.8	177.5	388.7	346.4	0.712
May 16	208.4	69.88	17.51	200.1	188.3	409.8	366.8	0.708
June 16	226.8	67.26	21.67	207.4	195.0	417.4	407.3	0.759
July 16	227.1	63.20	24.22	213.1	200.7	424.1	413.7	0.750
Aug. 16	206.7	51.69	24.61	215.7	203.8	427.4	416.9	0.746
Sep. 16	160.2	50.77	24.25	192.8	182.6	385.3	376.0	0.753
Oct. 16	104.1	40.99	21.71	144.8	137.6	296.1	289.1	0.771
Nov. 16	75.4	30.52	17.80	122.9	117.0	257.3	251.3	0.789
Dec. 16	60.3	27.21	15.53	106.2	101.0	226.0	220.9	0.804
Year	1751.2	571.03	18.72	2034.0	1924.7	4166.2	3968.1	0.753

Legends

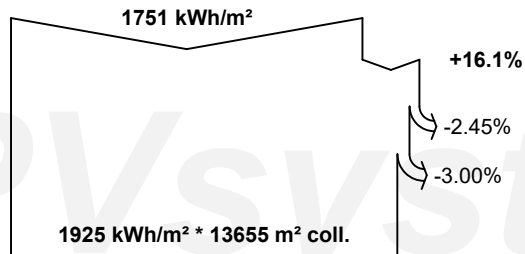
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



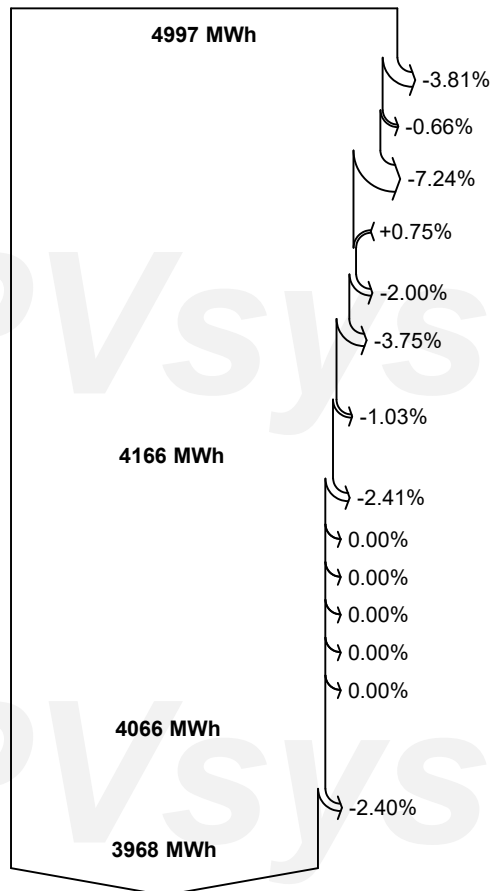
PVsyst V7.2.4

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Loss diagram



efficiency at STC = 19.01%



0 MVAR

3968 MVA

Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

Module Degradation Loss (for year #10)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings
(including 1.6% for degradation dispersion)

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Available Energy at Inverter Output

System unavailability

Active Energy injected into grid

Reactive energy to the grid: Aver. cos(phi) = 1.000

Apparent energy to the grid

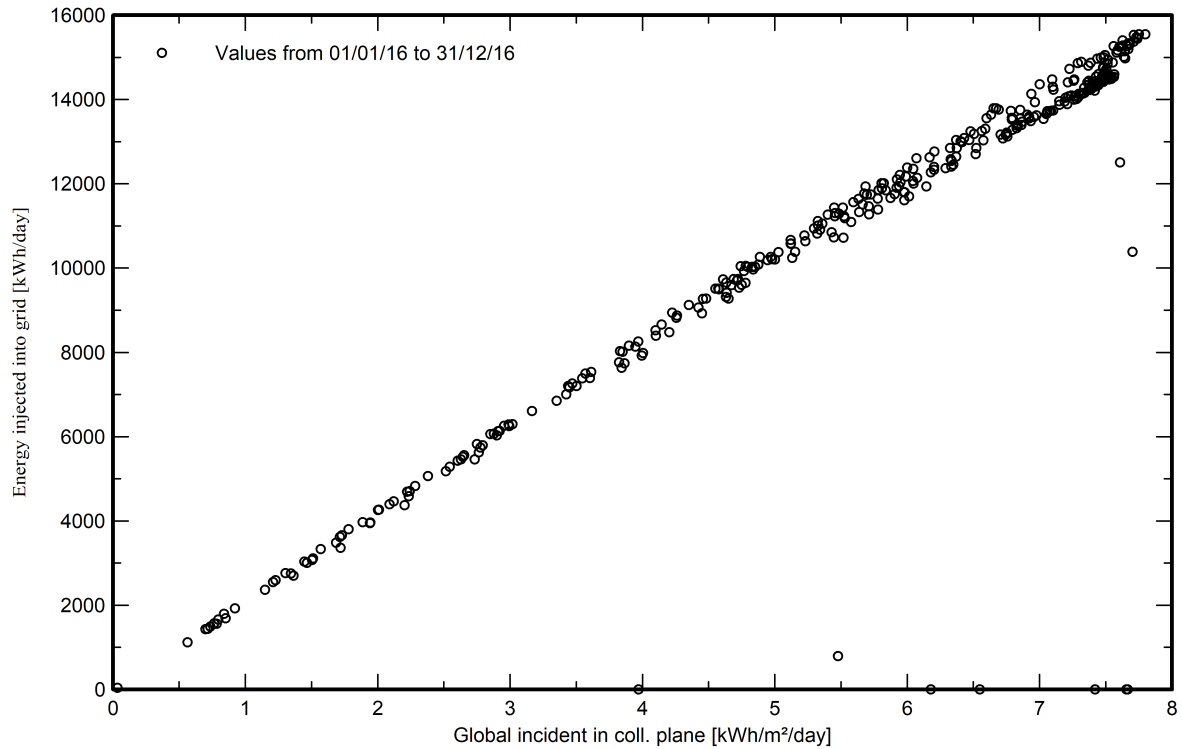


PVsyst V7.2.4

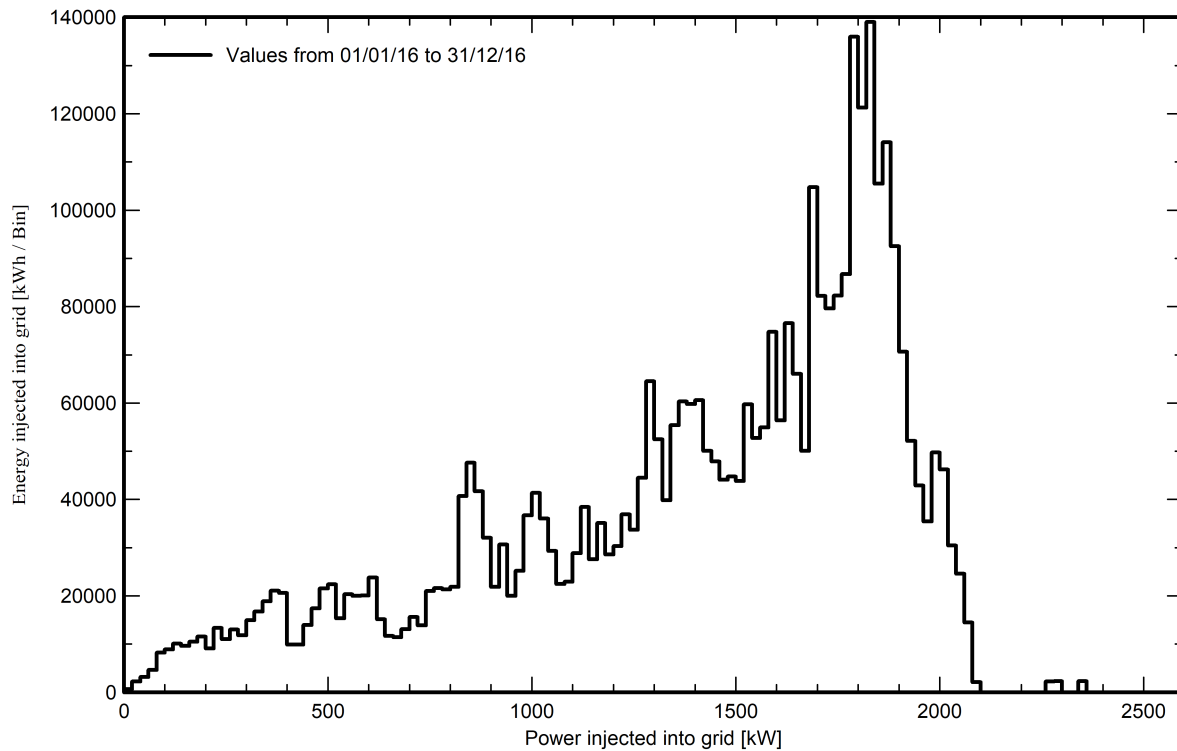
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.4

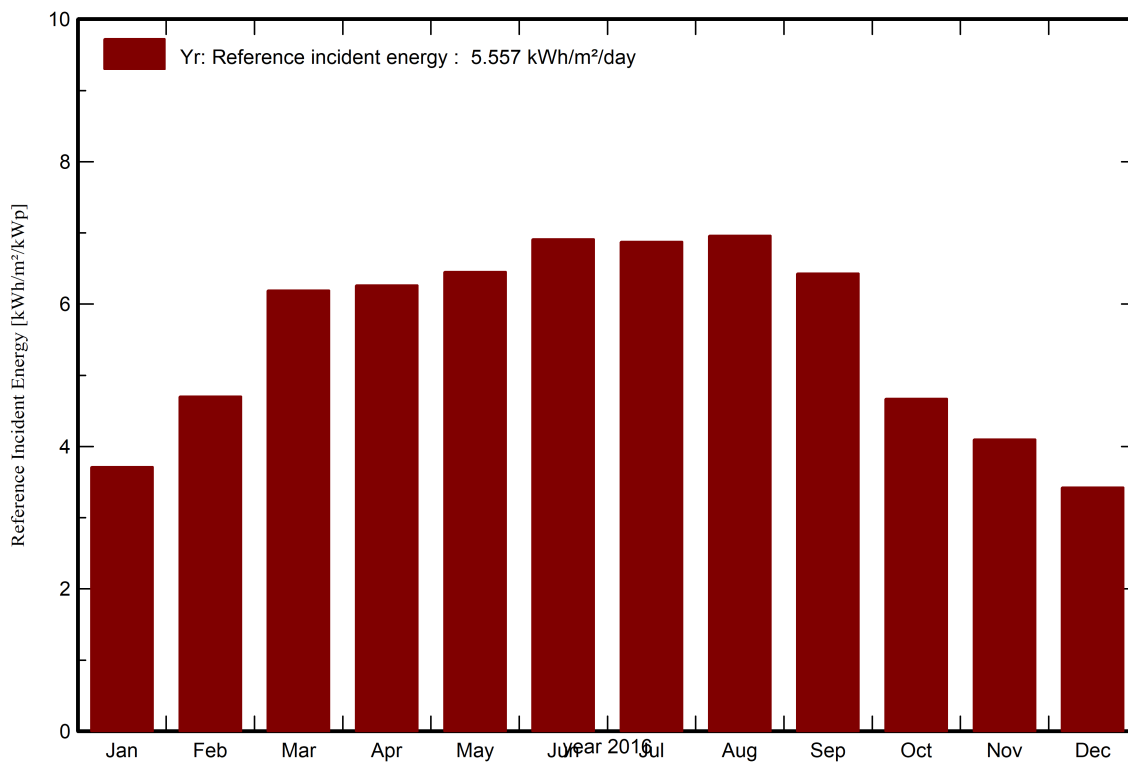
VC3, Simulation date:

18/08/21 12:53

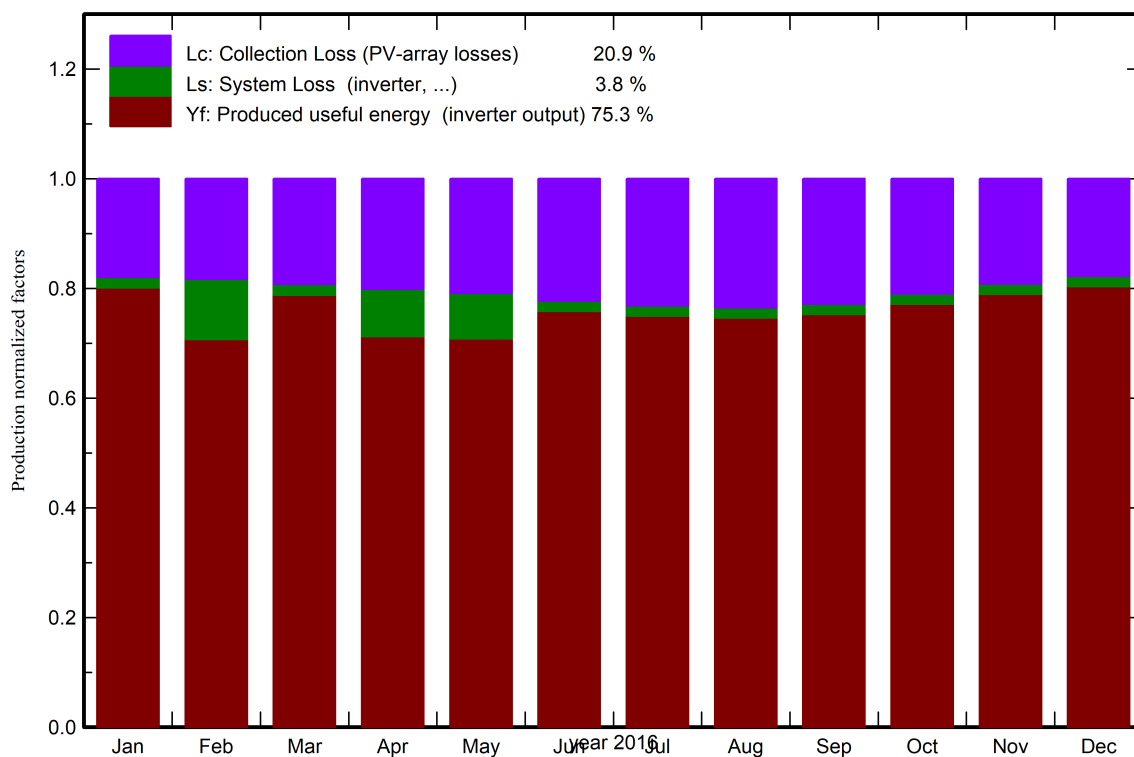
with v7.2.4

Predef. graphs

Energía incidente de referencia en el plano colector



Producción normalizada y factores de pérdida



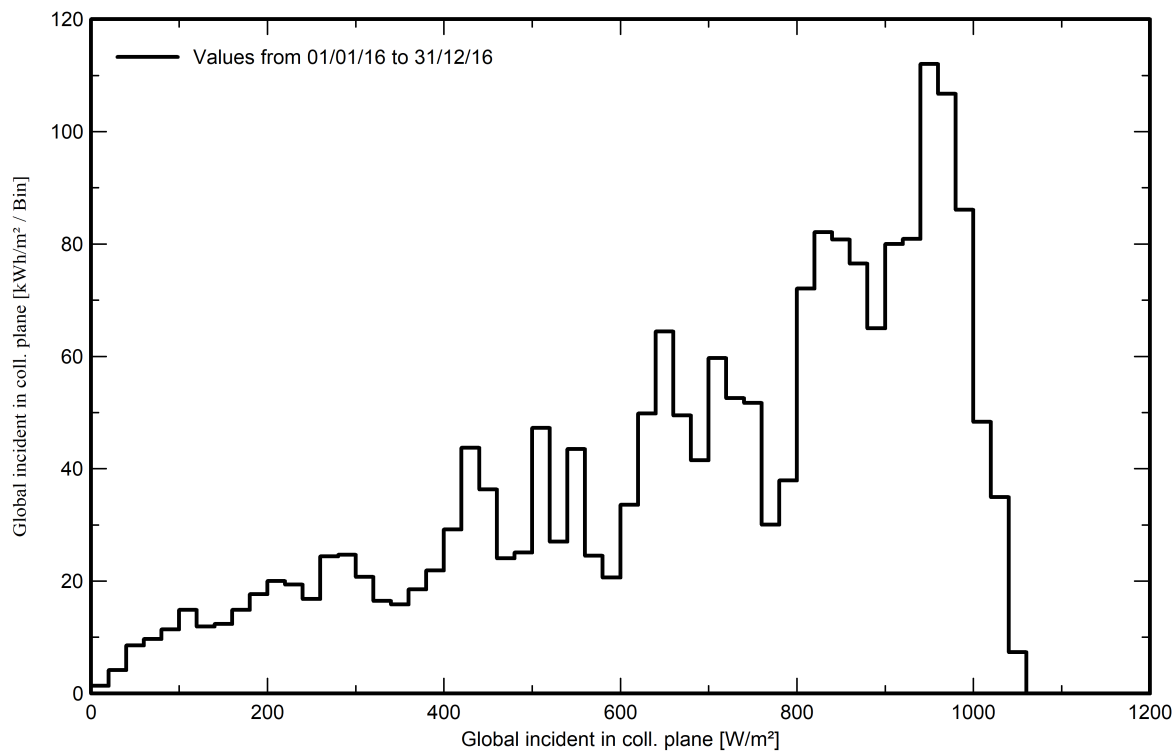


PVsyst V7.2.4

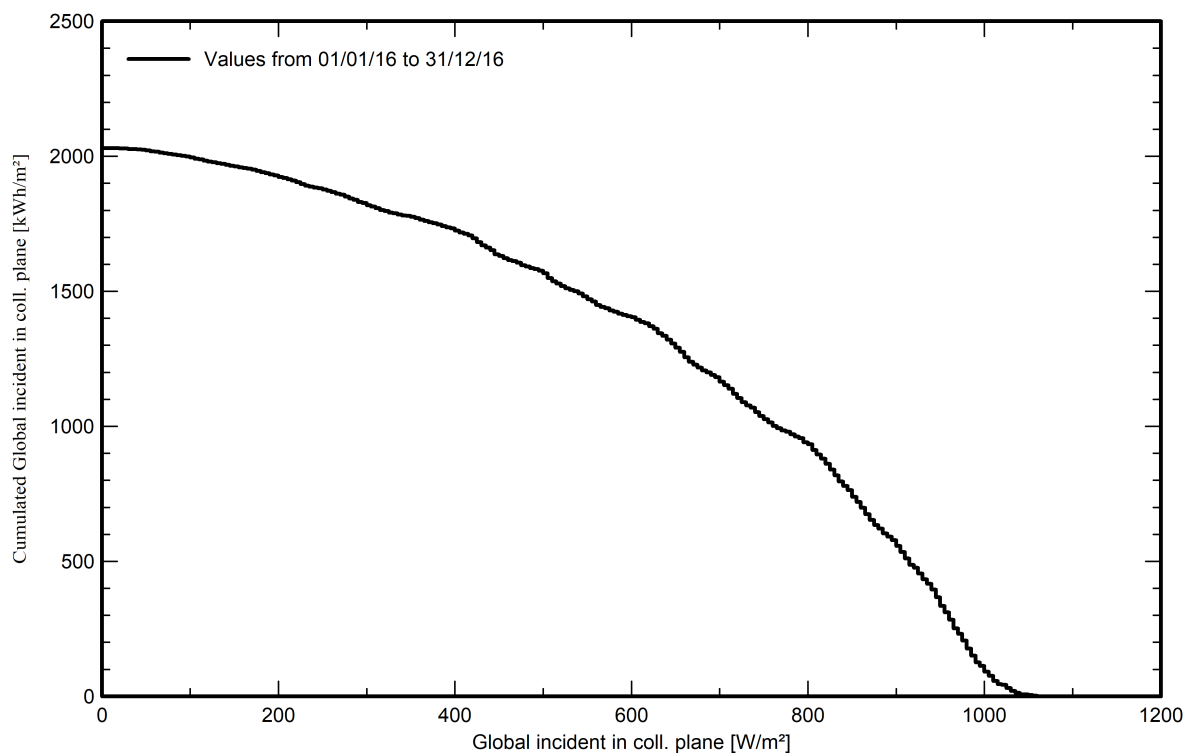
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Predef. graphs

Distribución de irradiación incidente



Cola de distribución de irradiación incidente



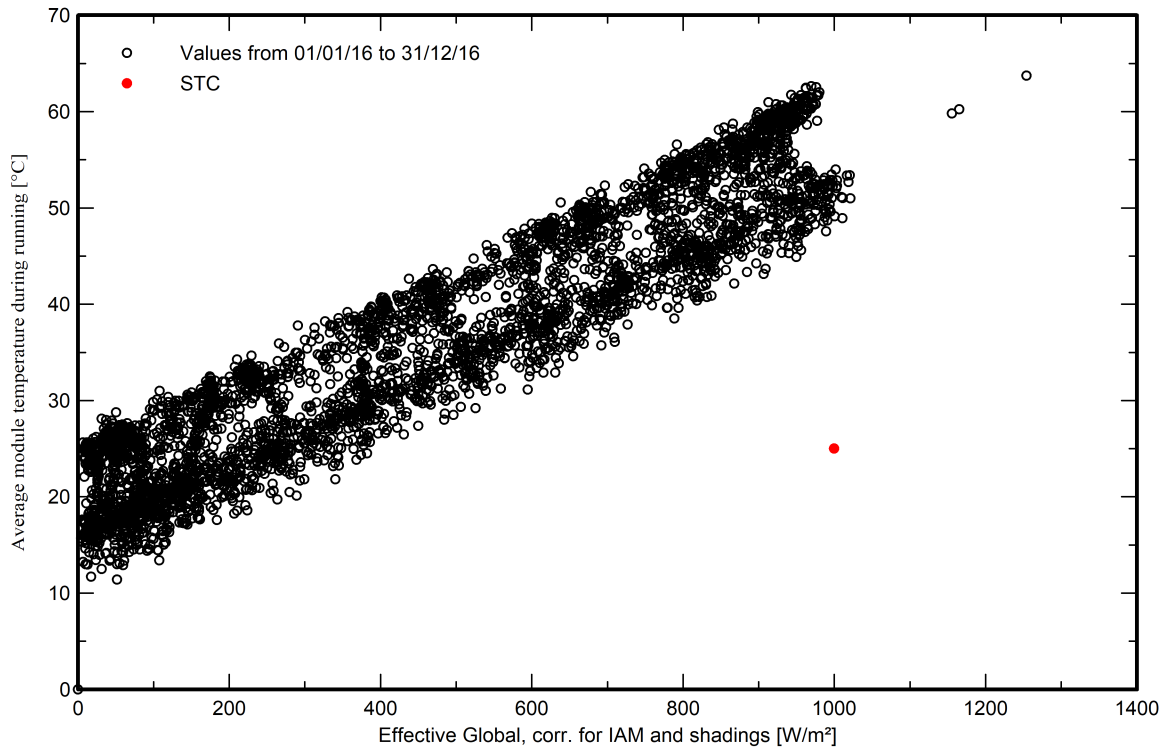


PVsyst V7.2.4

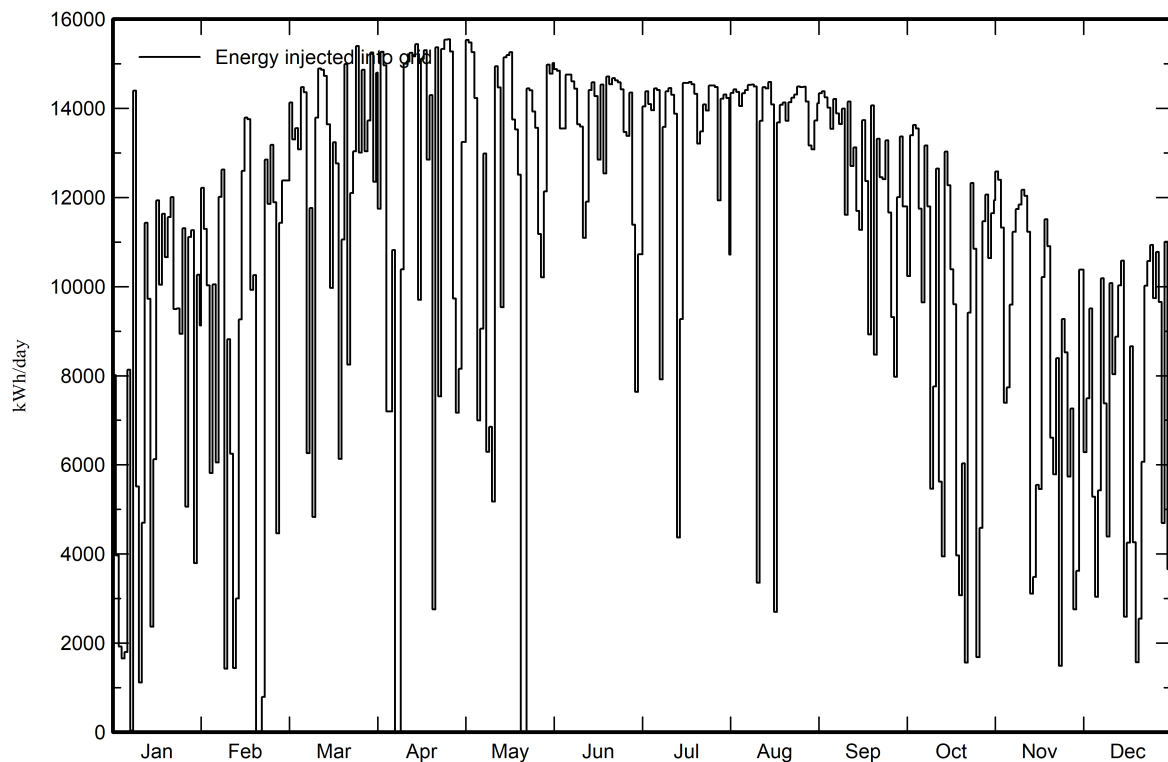
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Predef. graphs

Temperatura del conjunto vs irradiancia efectiva



Energía diaria a la salida del sistema



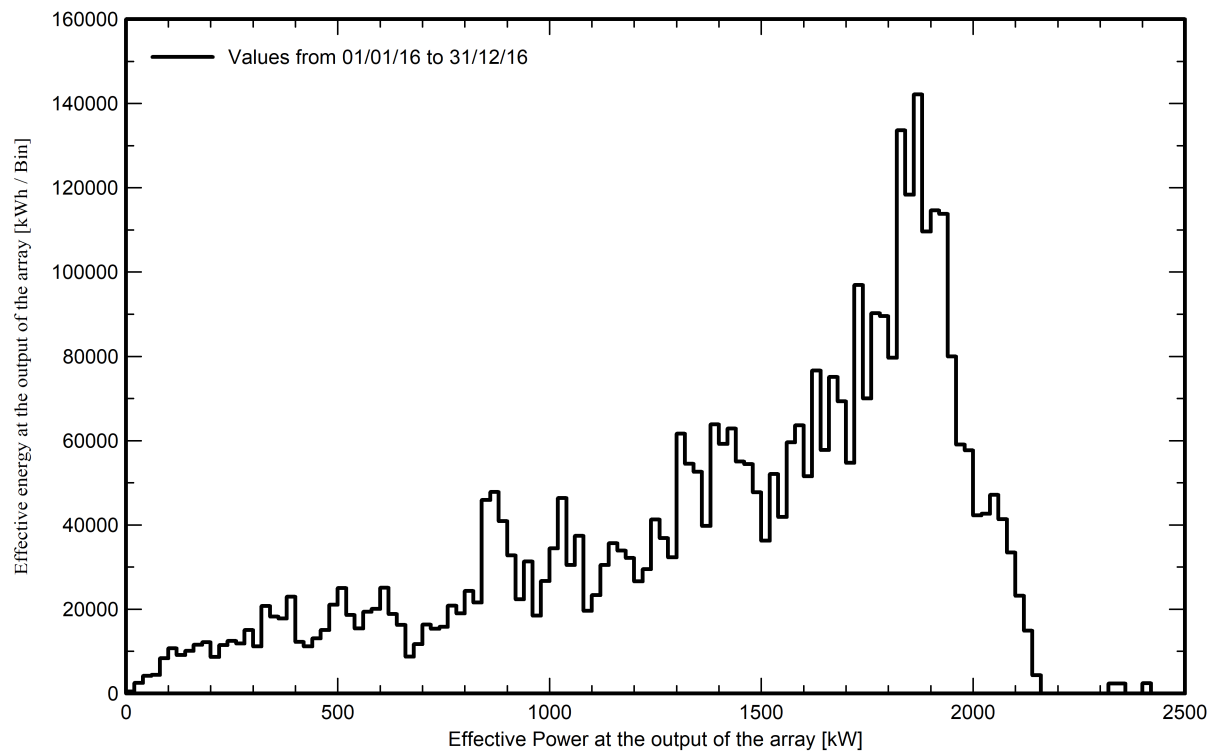


PVsyst V7.2.4

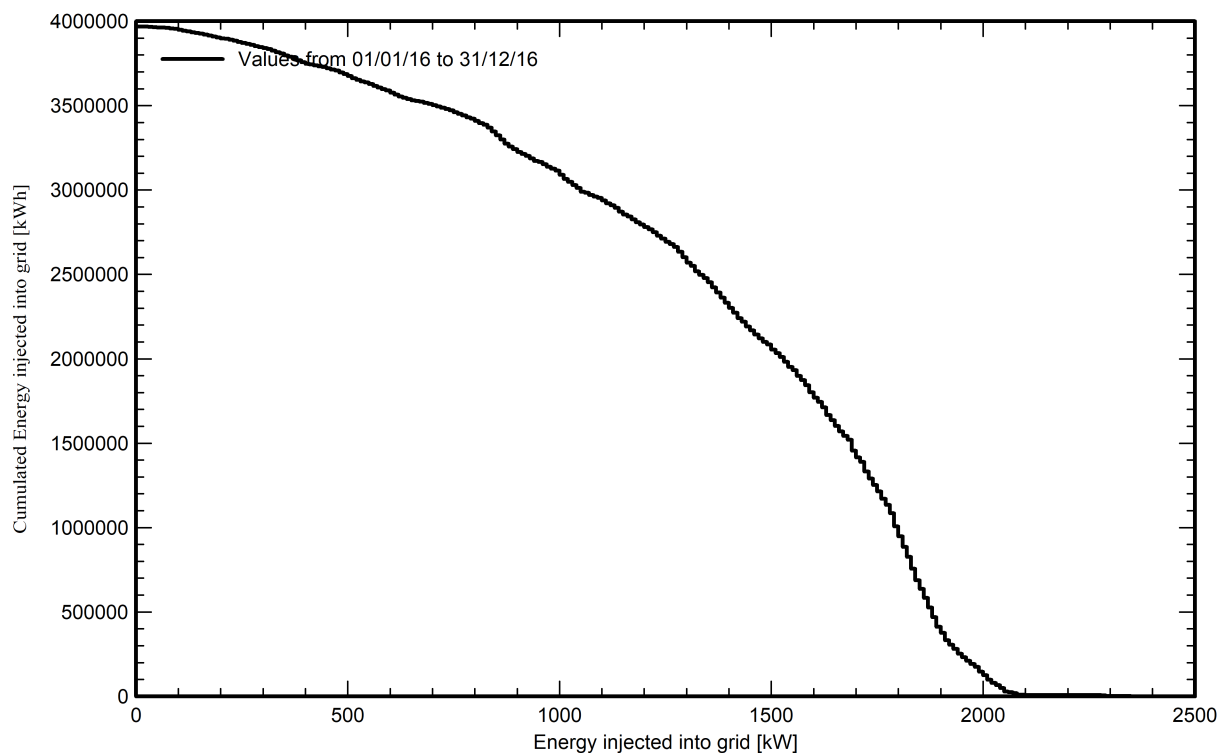
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Predef. graphs

Distribución de la potencia del conjunto



Distribución de cola de potencia de salida del sistema



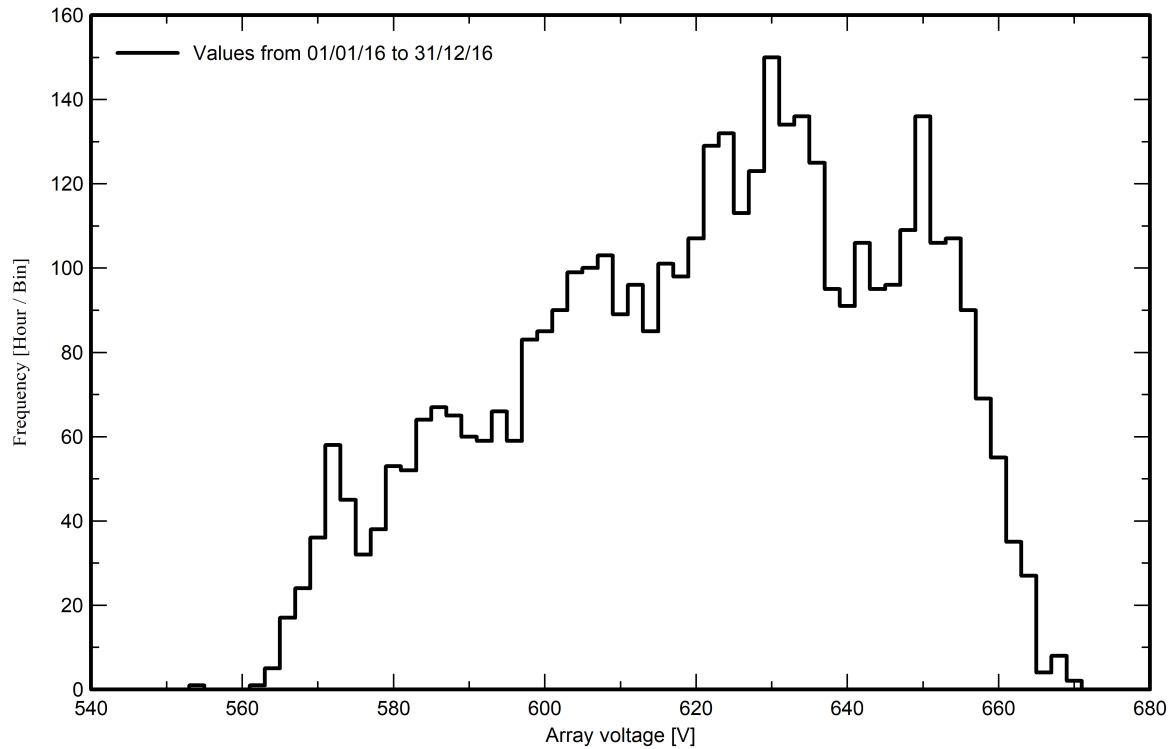


PVsyst V7.2.4

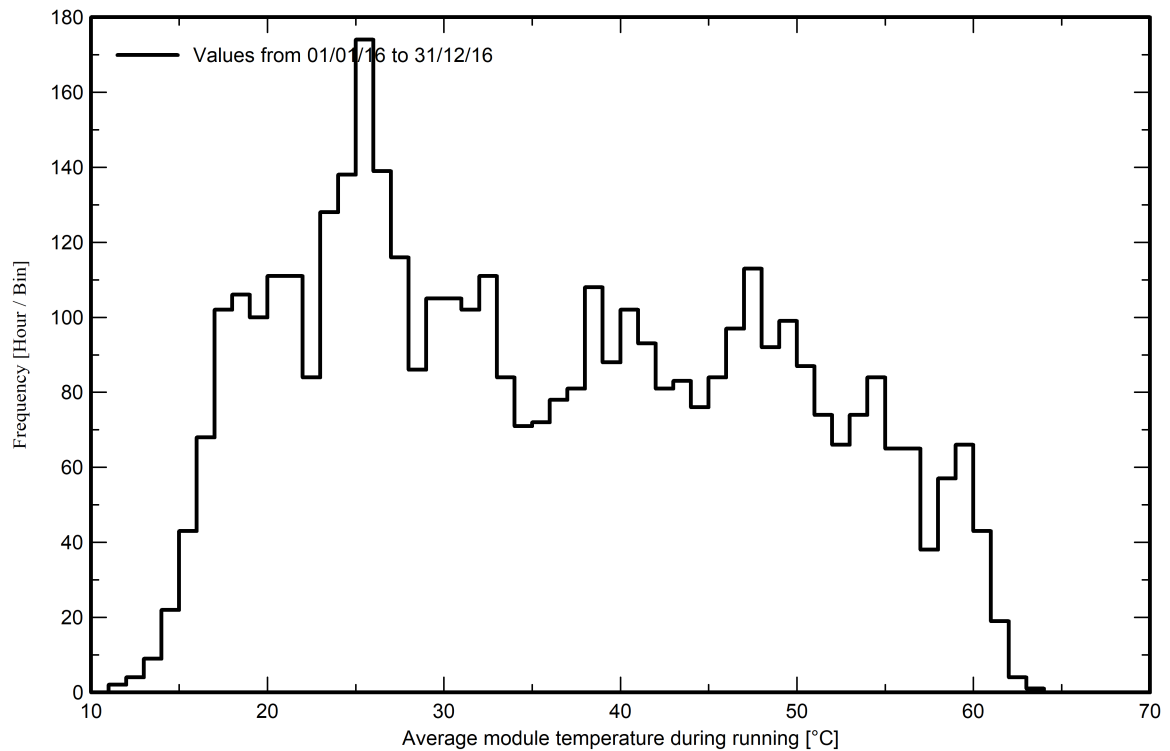
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Predef. graphs

Distribución del voltaje del conjunto



Distribución de la temperatura del conjunto durante la ejecución



**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Cost of the system**Installation costs**

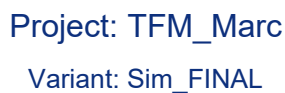
Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
STP-415-S-A78-Vfh	6240	66.40	414'336.00
Supports for modules	6240	25.00	156'000.00
Inverters			
ULTRA-700.0-TL	3	8'000.00	24'000.00
Other components			
Accessories, fasteners	1	6'682.74	6'682.74
Wiring	1	26'265.68	26'265.68
Combiner box	1040	30.00	31'200.00
Monitoring system, display screen	1040	15.00	15'600.00
Measurement system, pyranometer	2	522.00	1'044.00
Surge arrester	2	5'000.00	10'000.00
Installation			
Global installation cost per module	6240	5.00	31'200.00
Global installation cost per inverter	3	2'000.00	6'000.00
Transport	1	60'000.00	60'000.00
Settings	1	20'000.00	20'000.00
Insurance			
Building insurance	1	49'610.99	49'610.99
Liability insurance	1	150.00	150.00
Delay in start-up insurance	1	70'872.84	70'872.84
Taxes			
VAT	1	0.00	149'554.07
Other taxes	1	0.00	11'720.00
Total			1'084'236.32
Depreciable asset			601'018.74

Operating costs

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Salaries	20'000.00
Reparation	5'000.00
Security fund	15'000.00
Insurance	
Facilities insurance	2'500.00
Taxes	
Federal taxes	8'925.00
Total (OPEX)	51'425.00
Including inflation (1.60%)	62'623.91

System summary

Total installation cost	1'084'236.32 EUR
Operating costs (incl. inflation 1.60%/year)	62'623.91 EUR/year
Produced Energy	3968 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.025 EUR/kWh



VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Simulation period

Project lifetime	25 years	Start year	2022
------------------	----------	------------	------

Inflation	1.60 %/year
Production variation (aging)	Aging tool results
Discount rate	10.00 %/year

Income tax rate	7.00 %/year
Other income tax	0.00 %/year
Dividends	0.00 %/year

Depreciable assets	601'018.74 EUR
Salvage value	71'261.23 EUR
Total redeemable	529'757.51 EUR
Depreciation period	25 years
Depreciation coefficient	7.00

Own funds	423'842.36 EUR
Subsidies	660'393.96 EUR

Feed-in tariff	0.03 EUR/kWh
Duration of tariff warranty	25 years
Annual connection tax	0.00 EUR/kWh
Annual tariff variation	0.0 %/year
Feed-in tariff decrease after warranty	50.00 %

Payback period	12.0 years
Net present value (NPV)	109'185.13 EUR
Return on investment (ROI)	10.1 %

**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Financial analysis**Detailed economic results (EUR)**

	Electricity sale	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Cumul. profit	% amorti.
2022	119'044	51'425	148'332	0	0	67'619	-362'370	14.5%
2023	119'044	52'248	106'799	0	0	66'797	-307'166	27.5%
2024	119'044	53'084	76'895	0	0	65'961	-257'609	39.2%
2025	119'044	53'933	55'365	9'747	682	64'429	-213'603	49.6%
2026	119'044	54'796	39'863	24'386	1'707	62'541	-174'770	58.8%
2027	119'044	55'673	28'701	34'671	2'427	60'945	-140'368	66.9%
2028	119'044	56'564	20'665	41'816	2'927	59'554	-109'808	74.1%
2029	119'044	57'469	14'879	46'697	3'269	58'307	-82'607	80.5%
2030	119'044	58'388	10'713	49'944	3'496	57'160	-58'365	86.2%
2031	119'044	59'322	7'713	52'009	3'641	56'082	-36'744	91.3%
2032	119'044	60'271	5'553	53'220	3'725	55'048	-17'450	95.9%
2033	119'044	61'236	3'998	53'810	3'767	54'042	-230	99.9%
2034	119'044	62'216	2'879	53'950	3'777	53'052	15'137	103.6%
2035	119'044	63'211	2'073	53'761	3'763	52'070	28'849	106.8%
2036	119'044	64'222	1'492	53'330	3'733	51'089	41'079	109.7%
2037	119'044	65'250	1'075	52'720	3'690	50'104	51'983	112.3%
2038	119'044	66'294	774	51'977	3'638	49'112	61'700	114.6%
2039	119'044	67'355	557	51'133	3'579	48'111	70'353	116.6%
2040	119'044	68'432	401	50'211	3'515	47'097	78'054	118.4%
2041	119'044	69'527	289	49'228	3'446	46'071	84'902	120.0%
2042	119'044	70'640	208	48'197	3'374	45'031	90'987	121.5%
2043	119'044	71'770	150	47'125	3'299	43'976	96'389	122.7%
2044	119'044	72'918	128	45'998	3'220	42'906	101'181	123.9%
2045	119'044	74'085	128	44'831	3'138	41'821	105'427	124.9%
2046	119'044	75'270	128	43'646	3'055	40'719	109'185	125.8%
Total	2'976'111	1'565'598	529'758	1'012'406	70'868	1'339'645	109'185	125.8%

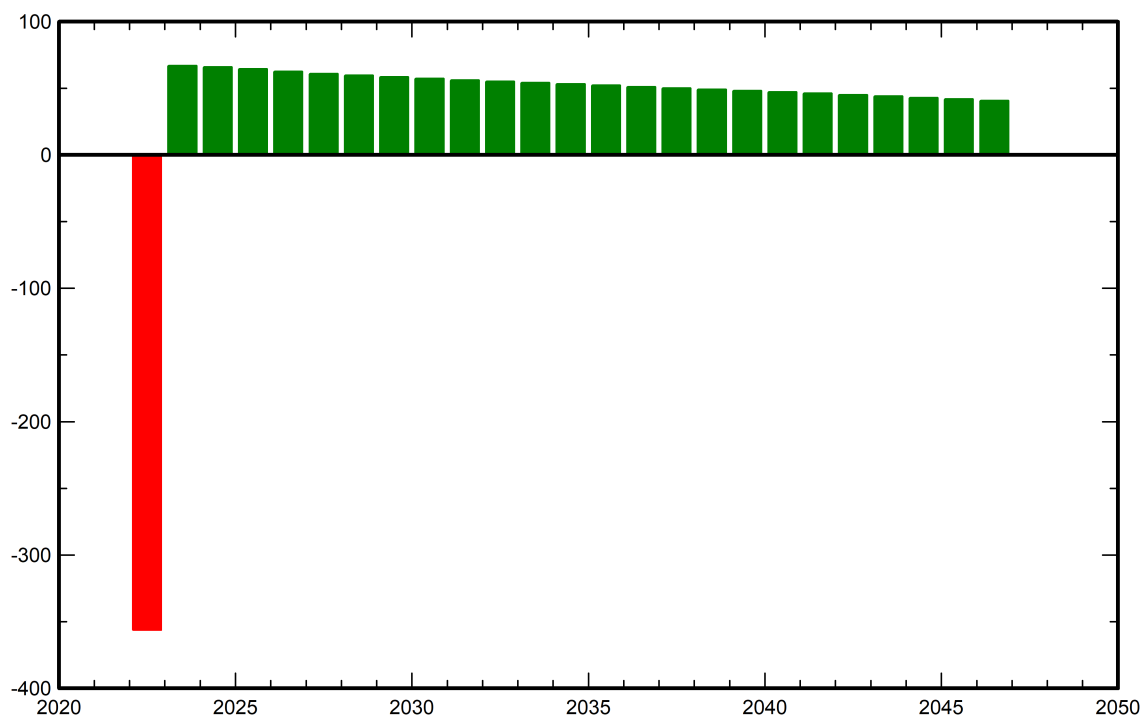


PVsyst V7.2.4

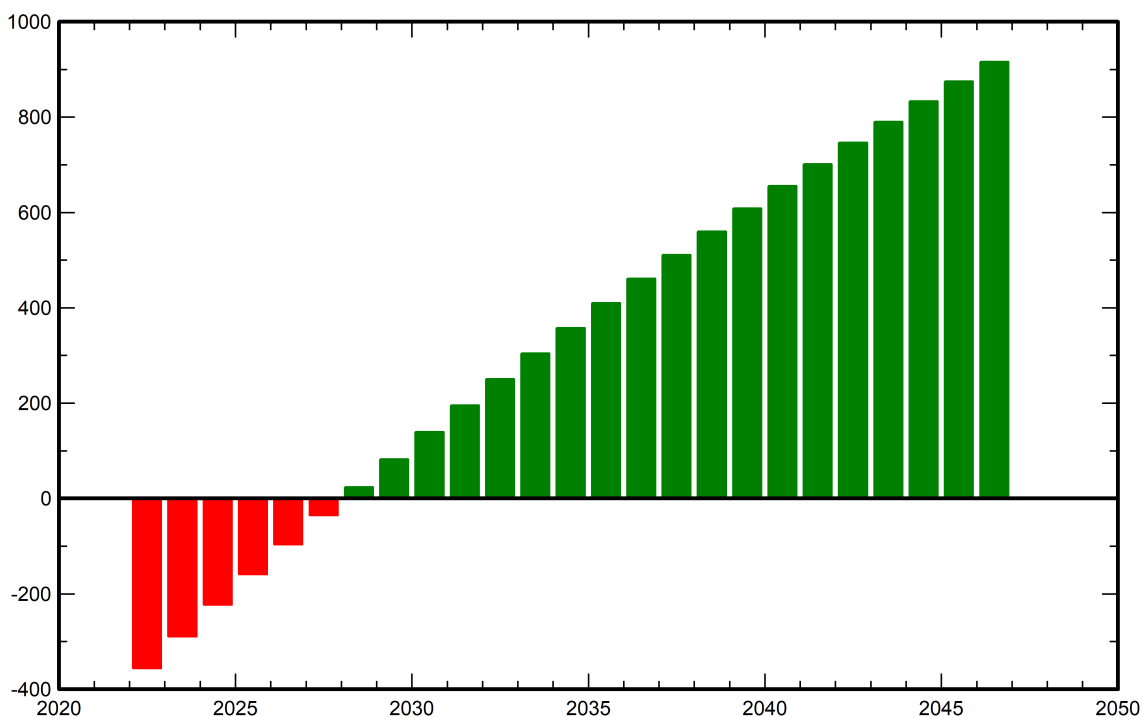
VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

Financial analysis

Yearly net profit (kEUR)



Cumulative cashflow (kEUR)



**PVsyst V7.2.4**

VC3, Simulation date:
18/08/21 12:53
with v7.2.4

CO₂ Emission Balance

Total: 20741.9 tCO₂

Generated emissions

Total: 4561.14 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below:

Replaced Emissions

Total: 28471.5 tCO₂

System production: 3968.15 MWh/yr

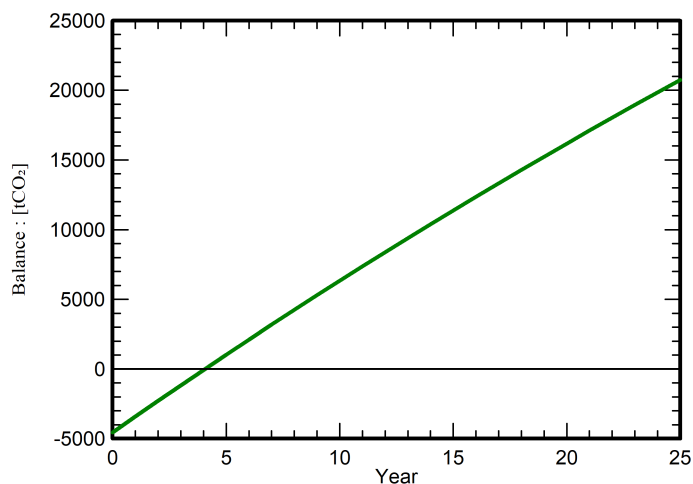
Grid Lifecycle Emissions: 287 gCO₂/kWh

Source: IEA List

Country: Spain

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 1.0 %

Saved CO₂ Emission vs. Time**System Lifecycle Emissions Details**

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	2590 kWp	4435260
Supports	2.01 kgCO ₂ /kg	62400 kg	125279
Inverters	199 kgCO ₂ /units	3.00 units	597