



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación técnica/económica de un parque solar para
la desaladora de Sagunto

Autor: Mateo Andrés Angelini Norkus

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2024

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Evaluación técnica/económica de un parque solar para la desaladora de Sagunto
en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.: Mateo Andrés Angelini Norkus

Fecha: 18/ 07/ 24

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

2024.07.19

08:43:08

+10'00'

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha://



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Evaluación técnica/económica de un parque solar para
la desaladora de Sagunto

Autor: Mateo Andrés Angelini Norkus

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Julio de 2024

EVALUACIÓN TÉCNICA/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR PARA LA DESALADORA DE SAGUNTO

Autor: Angelini Norkus, Mateo Andrés.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El proyecto se centra en el diseño técnico y análisis financiero de un parque fotovoltaico para una desaladora en España para ayudar a hacer frente a los problemas de sequía de España y luchar contra el cambio climático. El diseño final es una planta de 3.672 kWp capaz de suministrar más de un 10% de la demanda anual de la desaladora de Sagunto durante toda la vida del proyecto.

Palabras clave: Energías Renovables, tecnología fotovoltaica, desaladoras, diseño técnico, análisis financiero

1. Introducción

Las tecnologías de generación a partir de fuentes renovables han sido, durante las últimas décadas, uno de los ámbitos a los que mayor atención se le han dado para hacer frente al cambio climático. El cambio climático está ocasionando severas sequías y largas temporadas sin precipitación en varias partes del mundo, lo que ha dado gran importancia a las desaladoras, encargadas de procesar agua salada para poder distribuir agua potable a aquellas zonas que lo necesiten.

España también sufre estos problemas y las desaladoras también están ganando gran importancia. Sin embargo, las desaladoras son muy intensivas energéticamente (utilizando 3 kWh por cada m³ las desaladoras más eficientes [1]), lo que provoca muchas emisiones, contribuyendo al cambio climático y lo que terminaría resultando en mayores sequías.

Para hacer frente al anterior problema, España se encuentra en una posición privilegiada, dado que, su gran recurso solar permite la integración de fuentes de generación solar para evitar emisiones y abaratar el coste del agua adicionalmente.

2. Definición del proyecto

El proyecto se centra en el diseño técnico y análisis de viabilidad económica de un parque fotovoltaico de autoconsumo para una desaladora en España.

Después de seleccionar una desaladora que no tenga anteproyectos publicados y que tenga espacio suficiente en las cercanías para la construcción de la instalación. Se procede al diseño con los siguientes objetivos como guías:

- Correcto diseño de la planta capaz de suministrar al menos 10% de la demanda de la desaladora seleccionada
- Rentabilidad positiva del proyecto.
- Reducir la huella de carbono de la desaladora seleccionada.

Para obtener los mejores resultados posibles, se hace uso de Google Earth Pro, para la selección de la desaladora y el emplazamiento del parque solar atendiendo a las necesidades del terreno para (sin sombras cercanas, no excesivo desnivel...). A continuación, con la asistencia de PVsyst y los Reglamentos de Baja y Alta Tensión, se procede al diseño técnico. Con AutoCAD se preparan los planos pertinentes. Y finalmente con Excel se hace el análisis financiero.

3. Diseño

El diseño final del parque fotovoltaico se hace para la planta desaladora de Sagunto y consta de:

- 6.120 módulos fotovoltaicos de 600 W de potencia pico. Estos módulos se encuentran sobre estructuras fijas a una inclinación de 38° respecto del suelo. Se utilizan dos azimuts (15° y 28° dirección sueste) para mejorar la organización por filas y columnas de los módulos debido a la orientación del espacio utilizado. Estos módulos se organizarán en strings de 12 módulos en serie.
- 4 inversores de 900 kW de potencia nominal en alterna y que permite elevar la tensión en la salida de alterna a los 20 kV a los que opera la planta desaladora
- 2.040 estructuras fijas que cada una acomoda a 3 módulos fotovoltaicos.
- 130 cajas de strings de 8 entradas y una salida, con un fusible para cada entrada y un interruptor automático para la salida. Estos fueron seleccionados para adaptarse al número de entradas de los inversores.
- Conductores y protecciones de acuerdo con las intensidades de operación.

La ilustración 1 muestra la disposición:

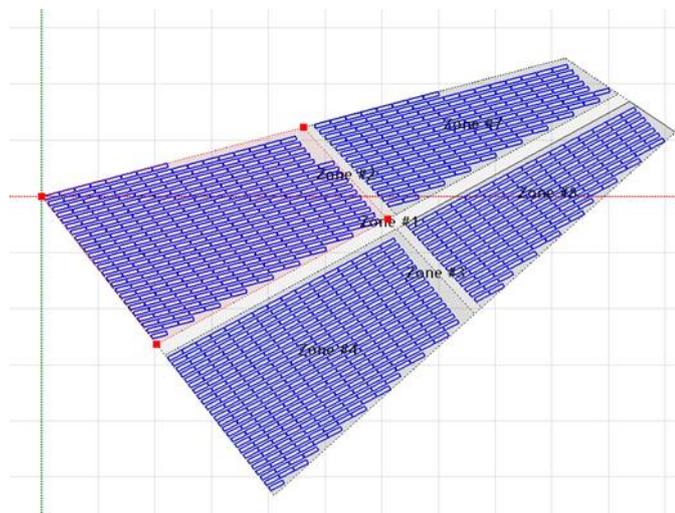


Ilustración 1: Vista aérea de los paneles

Este diseño permite la suministración de 5.635 MWh el primer año a la desaladora, y 5.118 MWh el último año, cumpliendo los objetivos de generación propuestos. También permite evitar 8.987 toneladas de dióxido de carbono equivalente a lo largo de la vida del proyecto, cumpliendo otro de los objetivos definidos.

4. Análisis financiero

Los costes de inversión iniciales teniendo en cuenta los materiales, licencias y los trabajos necesarios de construcción suman 3,4 millones de euros y adicionalmente se requieren 45 mil euros anuales para la correcta operación de la planta.

Para financiar este proyecto, primero se hace uso de los subsidios que ofrece el gobierno español, que especifican en el Real Decreto 477/2021 [2], y se selecciona un 25% de subsidio sobre el importe subsidiable. Del importe restante, un 60% es financiado con un préstamo de pago único en 10 años, con un interés del 5% y el 40% con capital propio.

Financiación	
Total a pagar	3.461.740 €
Subsidios (25%)	865.435 €
Restante a pagar	2.596.305 €
Deuda (60%)	1.557.783 €
Abonado por Acuamed	1.038.522 €

Tabla 1: Tabla resumen de financiación del proyecto

Con esos parámetros para un proyecto de:

- 25 años de duración.
- Precio fijo de la luz de 63,4€/MWh.
- Inflación de 1,2%.
- Amortización lineal de los materiales de 25 años y valor residual nulo.
- Tasa de descuento del capital propio de 10%.

Se obtiene un VAN de 441 mil euros, una TIR de 15% y un periodo de recuperación de 7,21 años. Adicionalmente el LCOE obtenido es de 47 €/MWh.

Finalmente se lleva a cabo un estudio de sensibilidad con el precio de la electricidad suponiendo bajadas de precio anuales debidas a las integraciones de renovables por las empresas distribuidoras y se obtiene que para la tasa de descuento de 10% el proyecto tiene un VAN positivo hasta que la bajada de precios supera el 2,6% anual.

5. Conclusiones

El proyecto desarrollado por tanto cumple con los objetivos y puede servir guía para futuros proyectos de características similares.

Futuros trabajos podrían incluir la optimización del diseño a través de experimentación con otras tecnologías para reducir las pérdidas y aumentar la eficiencia energética, o el estudio de la integración de tecnologías de almacenamiento y la ampliación del parque solar en ubicaciones cercanas.

6. Referencias

[1] Asociación Española de Desalación y Reutilización, «Mejora de la eficiencia energética en la desalación,» 5 marzo 2019.

[2] Agencia Estatal, «Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, co,» Boletín Oficial del Estado, 2021.

TECHNICAL/ECONOMIC EVALUATION OF A SOLAR PARK FOR THE SAGUNTO DESALINATION PLANT

Author: Angelini Norkus, Mateo Andrés.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The project focuses on the technical design and financial analysis of a photovoltaic park for a desalination plant in Spain to help address Spain's drought problems and fight climate change. The final design is a 3.672 kWp plant capable of supplying more than 10% of the annual demand of the Sagunto desalination plant throughout the life of the project.

Keywords: Renewable Energies, photovoltaic technology, desalination plants, technical design, financial analysis

1. Introduction

Generation technologies from renewable sources have been, in recent decades, one of the areas that has received the most attention to address climate change. Climate change is causing severe droughts and long periods without precipitation in various parts of the world, which has given great importance to desalination plants, in charge of processing salt water in order to distribute drinking water to those areas that need it.

Spain also suffers from these problems and desalination plants are also gaining great importance. However, desalination plants are very energy intensive (the most efficient desalination plants use 3 kWh per m³ [1]), which causes great amounts of emissions, contributing to climate change and which would end up resulting in greater droughts.

To address the above problem, Spain is in a privileged position, given that its large solar resource allows the integration of solar generation sources to avoid emissions and further reduce the cost of water.

2. Project Definition

The project focuses on the technical design and economic feasibility analysis of a self-consumption photovoltaic park for a desalination plant in Spain.

After selecting a desalination plant that does not have published preliminary projects and that has enough space nearby for the construction of the facility. The design proceeds with the following objectives as guides:

- Correct design of the plant capable of supplying at least 10% of the demand of the selected desalination plant.

- Positive profitability of the project.
- Reduce the carbon footprint of the selected desalination plant.

To obtain the best possible results, Google Earth Pro is used to select the desalination plant and the location of the solar park, considering the needs of the terrain (no close shadows, no excessive unevenness...). Next, with the assistance of PVsyst and the Low and High Voltage Regulations, we proceed to the technical design. With AutoCAD the relevant plans are prepared. And finally with Excel the financial analysis is done.

3. Design

The final design of the photovoltaic park is made for the Sagunto desalination plant and consists of:

- 6,120 photovoltaic modules of 600 W peak power. These modules are located on fixed structures at an inclination of 38° with respect to the ground. Two azimuths are used (15° and 28° southeast direction) to improve the organization by rows and columns of the modules due to the orientation of the space used. These modules will be organized in strings of 12 modules in series.
- 4 inverters of 900 kW nominal AC power. These inverters raise the voltage at the AC output to 20 kV, which is the voltage at which the desalination plant operates.
- 2,040 fixed structures that each accommodate 3 photovoltaic modules.
- 130 string boxes with 8 inputs and one output, with a fuse for each input and an automatic switch for the output. These were selected to adapt to the number of investor entries.
- Conductors and protections according to the operating intensities.

Illustration 2 shows the layout:

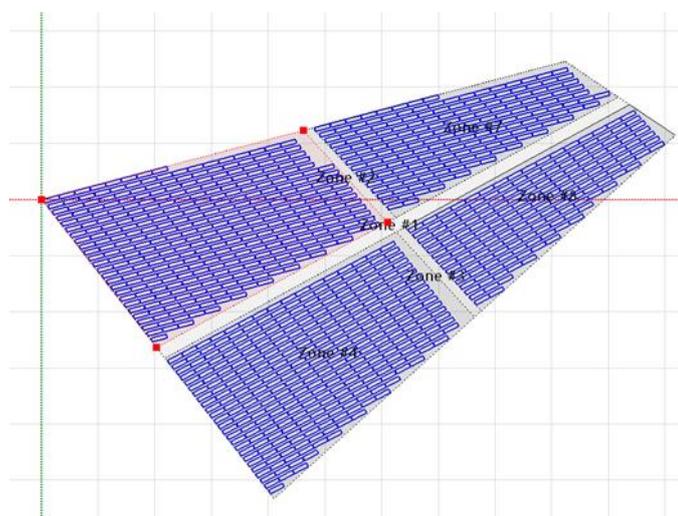


Ilustración 2: Aerial View of the solar park disposition

This design allows the supply of 5,635 MWh in the first year to the desalination plant, and 5,118 MWh in the last year, meeting the proposed generation objectives. It also allows the

avoidance of 8,987 tons of carbon dioxide equivalent throughout the life of the project, meeting another of the defined objectives.

4. Financial Analysis

The initial investment costs considering materials, licenses and the necessary construction work amount to 3.4 million euros and an additional 45 thousand euros are required annually for the correct operation of the plant.

To finance this project, the subsidies offered by the Spanish government, which are specified in Royal Decree 477/2021 [2] are used, and a 25% subsidy on the subitizable amount is selected. Of the remaining amount, 60% is financed with a single payment loan over 10 years, with an interest of 5%, and 40% with owned capital.

Funding	
Total amount to pay	3.461.740 €
Subsidies (25%)	865.435 €
Remaining to pay	2.596.305 €
Debt (60%)	1.557.783 €
Own Capital	1.038.522 €

Tabla 2: Funding of the project

With these parameters for a project of:

- 25 years duration.
- Fixed electricity price of €63.4/MWh.
- Inflation of 1.2%.
- Linear amortization of materials over 25 years and zero residual value.
- Own capital discount rate of 10%.

An NPV of 441 thousand euros is obtained, an IRR of 15% and a recovery period of 7.21 years. Additionally, the LCOE obtained is €47/MWh.

Finally, a sensitivity study is carried out with the price of electricity assuming annual price reductions due to the integration of renewables by the distribution companies and the results show that for the discount rate of 10% the project has a positive NPV until the price drop exceeds 2.6% annually.

5. Conclusions

The project developed therefore meets the objectives and can serve as a guide for future projects with similar characteristics.

Future work could include optimizing the design through experimentation with other technologies to reduce losses and increase energy efficiency or studying the integration of storage technologies and expanding the solar park in nearby locations.

6. References

- [1] Asociación Española de Desalación y Reutilización, «Mejora de la eficiencia energética en la desalación,» 5 marzo 2019.
- [2] Agencia Estatal, «Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, co,» Boletín Oficial del Estado, 2021.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Motivación del proyecto.....	8
Capítulo 2. Tecnología fotovoltaica	11
2.1 Funcionamiento de las células fotovoltaicas	11
2.2 Tipos de módulos fotovoltaicos	12
2.3 Soportes para los módulos fotovoltaicos.....	14
2.4 Inversores	15
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	16
3.1 Proyectos en España.....	16
3.1.1 Desaladora de Torrevieja.....	17
3.1.2 Desaladora de Águilas	17
3.1.3 Desaladora de Balerma.....	18
3.2 Proyectos Fuera de España.....	18
3.2.1 Desaladora en Abu Dhabi (Emiratos Árabes)	18
3.2.2 Desaladora en Arabia Saudí.....	19
Capítulo 4. Definición del Trabajo	20
4.1 Justificación.....	20
4.1.1 Necesidad de proyectos de generación renovable.....	20
4.1.2 Escasos avances en la integración para desaladoras	21
4.2 Objetivos	21
4.3 Metodología.....	22
Capítulo 5. Diseño del parque fotovoltaico.....	24
5.1 Localización	24
5.1.1 Desaladora de Sagunto	26
5.2 Requisitos	27
5.3 Diseño.....	28
5.3.1 Meteorología	28
5.3.2 Espacio para el parque fotovoltaico	31
5.3.3 Especificaciones técnicas del parque fotovoltaico.....	32

5.3.4 Simulación con PVsyst	42
Capítulo 6. Implementación.....	46
6.1 Permisos y licencias	46
6.2 Adecuación del terreno.....	46
6.3 Zanjas	47
6.4 Cimentaciones	47
6.5 Vallado	47
6.6 Viales y drenajes	47
6.7 Instalación de los equipos fotovoltaicos.....	48
6.8 Cronología de implementación.....	49
Capítulo 7. Análisis financiero	50
7.1 Costes	50
7.1.1 CAPEX.....	50
7.1.2 OPEX.....	52
7.1.3 Duración del proyecto.....	53
7.1.4 Financiación del Proyecto.....	53
7.1.5 Ingresos	54
7.1.6 WACC.....	54
7.1.7 LCOE.....	55
7.1.8 VAN, TIR y periodo de recuperación	56
7.1.9 Estudio de sensibilidad.....	57
Capítulo 8. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	59
Capítulo 9. Conclusiones.....	60
Capítulo 10. Referencias	62
ANEXO I: Planos	70
ANEXO II: Fichas Técnicas.....	76
ANEXO III: Dimensionamiento de conductores	98
ANEXO IV: Flujos de Caja.....	105

ANEXO V: Simulación de PVsyst..... 107

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Vista aérea de los paneles.....	7
Ilustración 2: Aerial View of the solar park disposition.....	11
Ilustración 3: Generación de electricidad por fuente en 2023 [5]	8
Ilustración 4: Representación del funcionamiento de una célula fotovoltaica [13]	12
Ilustración 5: Tipos de paneles fotovoltaicos [14].....	13
Ilustración 6: Comparación de paneles estándares con los bifaciales [16].....	13
Ilustración 7: Soporte fijo [17]	14
Ilustración 8: Tipos de seguidores [19].	15
Ilustración 9: Parque Fotovoltaico de la desaladora de Águilas [25]	17
Ilustración 10: Representación de la planta de Taweelah [29]	18
Ilustración 11: Mapa con la distribución de las desaladoras de España [32]	24
Ilustración 12: Mapa de irradiación solar [33]	25
Ilustración 13: Vista aérea de la desaladora de Sagunto (fuente: Google Earth Pro).....	26
Ilustración 14: Espacio seleccionado para el parque fotovoltaico (fuente: Google Earth Pro)	31
Ilustración 15: Vista aérea de los paneles con los azimuts diferentes de 0°	35
Ilustración 16: Radio de protección de los pararrayos	40
Ilustración 17: Diagrama de Sankey del año de 10 de operación (fuente: PVsyst).....	44

Índice de tablas

Tabla 1: Tabla resumen de financiación del proyecto.....	8
Tabla 2: Funding of the project	12
Tabla 3: Análisis de plantas desaladoras para integración del parque fotovoltaico (fuente de datos [34]).....	25
Tabla 4: Especificaciones generales del parque fotovoltaico	33
Tabla 5: Datos técnicos del módulo fotovoltaico seleccionado	33
Tabla 6: Datos técnicos del inversor seleccionado	34
Tabla 7: Datos técnicos de la caja de strings seleccionada.....	36
Tabla 8: Cronología del plan de implementación.....	49
Tabla 9: Costes de inversión inicial desglosados (datos: [40], [41], [42], [43], [44] [45], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55]).....	51
Tabla 10: Gastos operacionales del parque fotovoltaico	52
Tabla 11: Financiación del proyecto	53
Tabla 12: Producciones anuales del proyecto	54
Tabla 13: Estudio de sensibilidad.....	58
Tabla 14: Intensidades máximas admisibles por los conductores (datos de ITC-BT-19)...	99
Tabla 15: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo [65]	103
Tabla 16: Flujos de caja caso base.....	106

Índice de gráficos

Gráfico 1: Emisiones de gases de efecto invernadero por sector en 2021 [4].....	8
Gráfico 2: Progresión de capacidad fotovoltaica en España [3].....	9
Gráfico 3: Coste unitario del agua por comunidad autónoma [9]	10
Gráfico 4: Irradiación horizontal mensual en Sagunto (datos: PVGIS 5.2).....	29
Gráfico 5: Temperatura media mensual en Sagunto (datos: PVGIS 5.2).....	29
Gráfico 6: Velocidades medias de viento en Sagunto (datos: PVGIS 5.2)	30
Gráfico 7: Perfil de elevación del terreno seleccionado (fuente: Google Earth Pro)	31
Gráfico 8: Mejora de producción anual según ángulo de inclinación del panel	35
Gráfico 9: Rendimiento del panel solar según el ángulo de incidencia (fuente: PVsyst) ..	43
Gráfico 10: Producción Anual.....	45
Gráfico 12: Evolución de los costes normalizados de la energía de diferentes energías renovables [63]	55
Gráfico 13: Evolución de la capacidad renovable [7]	57

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, la humanidad se ha visto confrontada ante dos grandes problemas: el agotamiento de los recursos naturales y el cambio climático. Es por esto por lo que el desarrollo de fuentes de energías renovables y sostenibles se haya convertido en uno de los objetivos prioritarios a nivel global. Entre todas las opciones que se han desarrollado en este tiempo, la generación fotovoltaica emerge como una de las soluciones más eficientes, y España, siendo uno de los países con mayor irradiación solar de Europa, ha liderado la adopción de esta tecnología alcanzando una capacidad instalada de 25,5 GW [3].

Además de su uso predominante en la generación de electricidad para la red y la diversificación de la matriz energética, las energías renovables se han introducido en varios sectores como la agricultura, para proporcionar energía para los sistemas de riego y bombeo de agua. El uso de estas fuentes de generación también puede llegar a tener un gran impacto en el abastecimiento de agua potable, el cual es uno de los grandes problemas al que se enfrenta España, debido a la creciente irregularidad de precipitación y largas temporadas de sequía que cada vez se hacen más frecuentes debido al cambio climático.

El uso de generación fotovoltaica para alimentar las desaladoras permite reducir su dependencia de los combustibles fósiles, todavía presentes en la matriz energética de la red, reduciendo los costes operativos y las emisiones de gases de efecto invernadero asociados a los procesos de desalación del agua.

En este proyecto se desarrollará el diseño y análisis de planta fotovoltaica para abastecer a una desaladora en España. Después de seleccionar los diferentes parámetros de la planta (localización, tamaño, configuración...), se determinará la viabilidad del proyecto, así como los efectos ambientales y sociales del mismo.

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación de este proyecto se fundamenta en dos necesidades: Primero, la necesidad global de mayor integración de fuentes renovables en la generación eléctrica, para reducir emisiones y así combatir el cambio climático. En segundo lugar, la escasez de agua potable a la que se enfrenta España hace que la reducción de costes de operación de las desaladoras posibilite diferentes beneficios necesarios para revertir este problema.

La implementación de proyectos de generación renovables está en auge, por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero dado que la generación de electricidad, en España, es uno de los sectores que más emisiones produce (10,4%) después del transporte (29,6%), la industria (22,4%) y la agricultura (11,9%), en 2021 [4]. Esto se debe a que todavía, aproximadamente la mitad de la generación es no renovable (49,7%) [5].

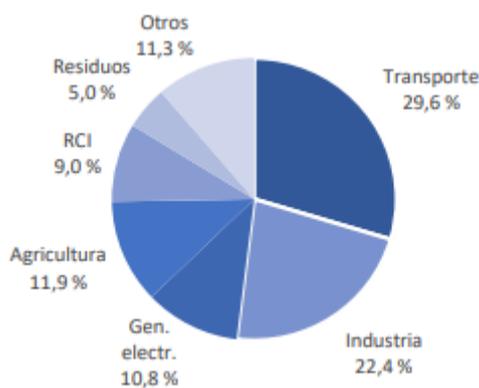


Gráfico 1: Emisiones de gases de efecto invernadero por sector en 2021 [4]

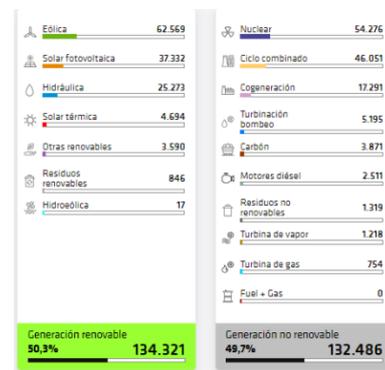


Ilustración 3: Generación de electricidad por fuente en 2023 [5]

Sin embargo, España se encuentra en una posición privilegiada para integrar fuentes renovables en esta transición energética. España cuenta con una de las irradiancias solares más altas de Europa lo que permite una producción más eficiente y rentable a partir de la energía solar que en otros países europeos. Adicionalmente, la tecnología fotovoltaica ha sufrido grandes evoluciones lo que ha permitido que el coste energético nivelado (LCOE) se reduzca considerablemente, pasando de ser un 710% más caro que los combustibles fósiles en 2010 a ser un 29% más barato en 2022, alcanzando un LCOE medio de 0.049 USD/kWh.

Esto ha hecho que durante los últimos años España haya aumentado su capacidad fotovoltaica sustancialmente, colocándose como el segundo país con mayor capacidad después de Alemania que cuenta con una capacidad instalada de más de 67 GW [6]. Sin embargo, la Agencia Internacional de Energía (AIE), prevé grandes aumentos de capacidades fotovoltaicas año a año (más de 40%) en el futuro próximo para alcanzar los objetivos de emisiones nulas [7].

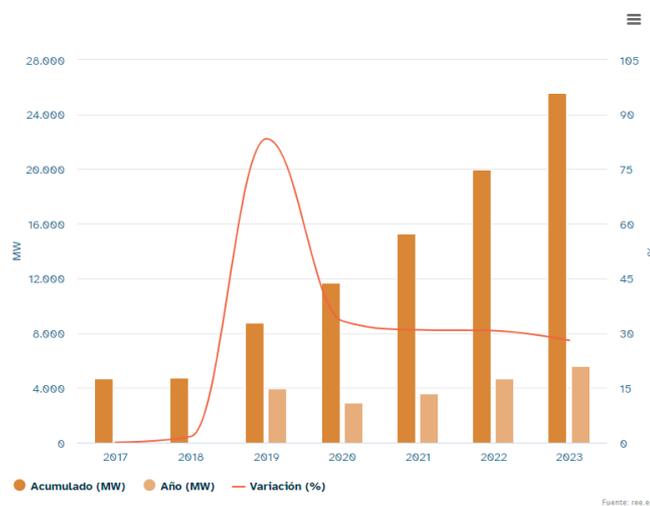


Gráfico 2: Progresión de capacidad fotovoltaica en España [3]

Por otro lado, España lleva enfrentándose durante varios años a problemas de escasez de agua, sobre todo en las regiones del sureste del país donde las precipitaciones son insuficientes y las épocas de sequía cada vez se prolongan más, como consecuencia del cambio climático. Actualmente, un 75% del país se encuentra bajo riesgo de desertificación, según World Wildlife Fund (WWF), y podría seguir aumentando en los próximos años [8]. Es por esto por lo que las desaladoras están ganando también gran importancia. Estas plantas potabilizan el agua marina eliminando los excesos de minerales y sales, así como las partículas en suspensión no deseadas.

Sin embargo, estas instalaciones tienen que hacer frente a una serie de problemas que limita su capacidad de ayudar contra el desafío de la escasez de agua. Uno de los mayores problemas es su consumo eléctrico y es que el proceso de desalación, especialmente en el caso de la osmosis inversa, son altamente intensivos en energía, llegando a necesitar hasta 3

kWh/m³ [1] (en España en 2020 se consumieron 4.243 hm³ de agua [9]). Esto no solo se traduce en altos costes de operación, que hace que el agua potable sea más cara (en 2020 el coste medio fue de 1,92 €/m³, llegando a alcanzar 2,66 €/m³ en Cataluña [9]), sino que también, dependiendo de la fuente de electricidad, la huella de carbono de las desaladoras podría ser muy dañina para el medioambiente.



Gráfico 3: Coste unitario del agua por comunidad autónoma [9]

Por tanto, la implementación de una planta fotovoltaica para alimentar una desaladora en España no solo se alinea con la necesidad de incrementar el uso de fuentes de energía renovables, sino que también aborda directamente el problema crítico de la escasez de agua potable. Al integrar energía solar, se pretende reducir significativamente los costos operativos y la huella de carbono de las plantas desaladoras, haciéndolas más sostenibles y económicamente viables.

Capítulo 2. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La tecnología fotovoltaica es una de las tecnologías más utilizadas para generación de energía renovable. Esta tecnología se basa en el efecto fotovoltaico y mediante el uso de células fotovoltaicas, soportes e inversores se produce el fenómeno de la transformación de la radiación solar a corriente eléctrica. Una de las razones por las que esta tecnología es tan interesante es porque hace uso del recurso natural más abundante en la tierra, y se estima que anualmente la tierra recibe 10.000 veces más de energía solar que la demanda anual de energía global [10] y ha llevado a grandes desarrollos en los últimos tiempos.

2.1 FUNCIONAMIENTO DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Las células fotovoltaicas usan materiales semiconductores (principalmente silicio) dada su estructura de banda, que permite mayor facilidad de movimiento de los electrones.

Se forma una unión p-n en el material dopando de manera que quedan 2 capas. La capa p se dopa de manera que a los átomos le faltan un electrón (huecos) y a la capa n se le dopa de forma que a los átomos le sobre un electrón.

Al unir estas dos capas se crea una capa en la que los átomos con falta de electrón usan los electrones de los átomos a los que le sobran para balancearse, y se crea un campo eléctrico (lado p carga negativa y lado n carga positiva), esta zona se llama la región de agotamiento.

Esto provoca que cuando el material semiconductor recibe la energía de los fotones y los electrones y los huecos se empiecen a trasladar, los electrones de la zona n y los huecos de la zona p se alejen creando dos polos en los extremos, polo negativo en la capa n y polo positivo en la capa p, lo que produce que, si una carga se conecte a estos polos, se produzca la corriente continua [11, 12].

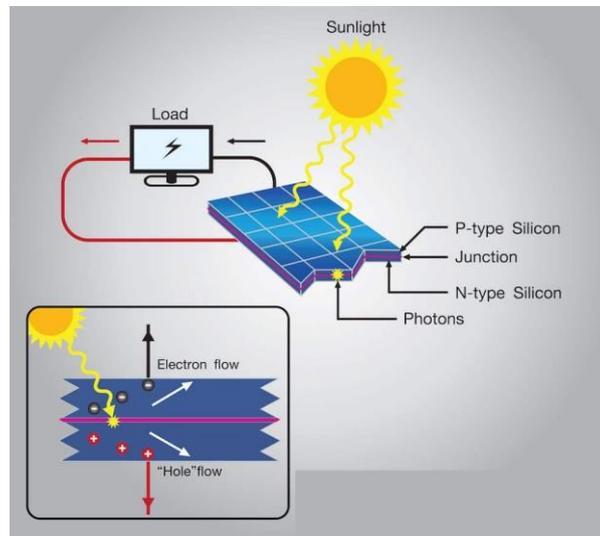


Ilustración 4: Representación del funcionamiento de una célula fotovoltaica [13]

2.2 TIPOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Con los desarrollos tecnológicos y aumento de demanda por este tipo de generación, diferentes métodos de producción, diferentes materiales y diferentes configuraciones van apareciendo para las diferentes necesidades. Algunos de los tipos más conocidos son:

- Paneles de silicio monocristalinos: Como indica el nombre las células de estos paneles están compuestas por un solo cristal de silicio. Estos paneles suelen tener altos rendimientos (20-25%), y suelen tener mayor vida útil que el resto de los paneles que se comentan a continuación.
- Paneles de silicio policristalinos: En este caso las células se componen por varios cristales de silicio lo que reduce el precio con respecto a los monocristalinos, sin embargo, también reduce el rendimiento (14-18%), y la vida útil.
- Paneles solares de capa fina: Estos paneles también conocidos como paneles de silicio amorfo, aunque puede usar otros materiales fotovoltaicos como el telurio de cobre, se obtienen depositando una fina capa de estos materiales sobre vidrio. La característica más destacable es que estos paneles son flexibles, sin embargo, son los

módulos con menor eficiencia (7-13%) y tienen el menor coste en comparación con los tipos anteriores.

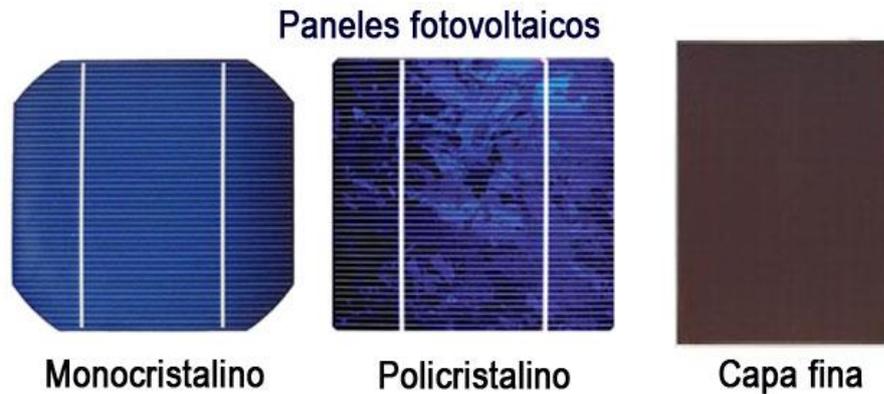


Ilustración 5: Tipos de paneles fotovoltaicos [14]

Adicionalmente, en la actualidad se está desarrollando un panel solar que utiliza perovskita (mineral) como capa absorbente y que está obteniendo mayores rendimientos (hasta 31%) en los laboratorios que los paneles de silicio y además el reciclaje al final de ciclo y la tasa de recuperación de materiales es muy alto (99,2%), sin embargo, todavía no se comercializa debido a que el actual proceso de fabricación no se puede implementar a gran escala y la durabilidad de los paneles de perovskita es muy baja actualmente [15].

Finalmente, cabe destacar que los paneles solares pueden ser bifaciales, es decir, que producen corriente adicional por la captación por la cara trasera, y puede llegar a producir hasta un 30% dependiendo de las condiciones del terreno, montaje... [16].



Ilustración 6: Comparación de paneles estándares con los bifaciales [16]

2.3 SOPORTES PARA LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dado que el ángulo de incidencia de los rayos de sol con los módulos afecta a la producción, se utilizan soportes donde se colocan los módulos para mejorar la producción con respecto a la posición en el suelo y adicionalmente añadir mayor resistencia estructural contra las adversidades climatológicas como puede ser la lluvia o el viento. Hay dos tipos principales de soportes y la elección por uno u otro recae en las necesidades y limitaciones del proyecto:

- Fijos: Estos son estructuras metálicas que sostienen los paneles en una posición fija, y el único parámetro que suele variar entre diferentes proyectos es el ángulo de inclinación. Es la opción más barata y que requiere menos mantenimiento. Para seleccionar el ángulo, se debe tener en cuenta la latitud y en qué momento del año se quiere optimizar la producción. La orientación de estas estructuras se coloca de manera que los paneles queden orientados hacia el sur en el hemisferio norte

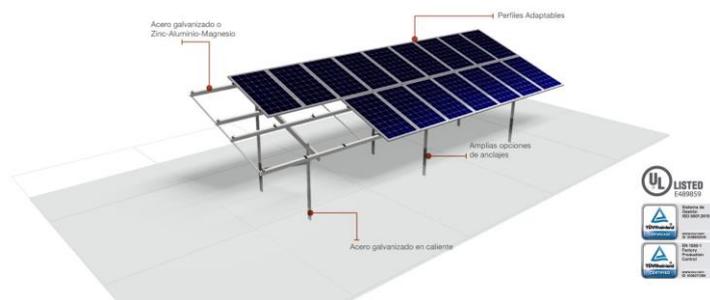


Ilustración 7: Soporte fijo [17]

- Seguidores: Estos sistemas permiten variar la inclinación de los paneles de manera que siempre estén perpendiculares a los rayos del sol. Los seguidores pueden ser de un eje o dos ejes. Permiten aumentar la producción hasta un 40% respecto a los soportes fijos, sin embargo, son más caros y requieren más mantenimiento [18].

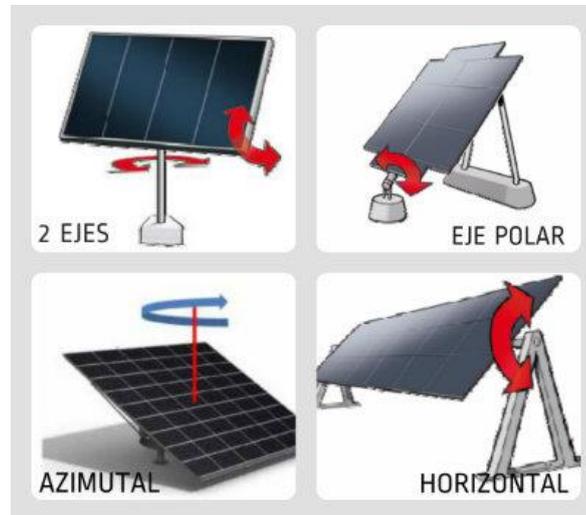


Ilustración 8: Tipos de seguidores [19].

2.4 INVERSORES

Estos equipos se encargan de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, que es el tipo de corriente más común y utilizada por los equipos eléctricos. Y como pasó con los módulos y los soportes hay diferentes tipos dependiendo del uso:

- **Micro inversores:** Estos inversores son de muy baja potencia y se conectan a un solo panel. La mayor ventaja de estos equipos es la facilidad para detectar problemas, pero su uso es para instalaciones extremadamente pequeñas
- **Inversores de strings:** Estos inversores tienen mayor potencia y permiten que los paneles se puedan conectar en serie.
- **Inversores Centrales:** Estos inversores son los más grandes y permiten la entrada de varios strings en paralelo para su transformación a corriente alterna.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Utilizar energía fotovoltaica para alimentar desaladoras está ganando gran importancia en todo el mundo debido a que los problemas a los que se enfrenta España también están presentes en otras partes del mundo. Si bien es cierto que España ha comenzado recientemente a impulsar este tipo de proyectos, la mayor parte de estos están en fase de planificación o fase de diseño. Por otro lado, en países como Emiratos Árabes o Arabia Saudí, la implementación de plantas fotovoltaicas para alimentar desaladoras es una práctica más común. En esta sección se analizará tanto los proyectos planificados para desarrollar en España como los proyectos más destacados en el resto del mundo.

3.1 PROYECTOS EN ESPAÑA

En España hay actualmente 765 desaladoras [20], y varias de estas desaladoras aprovechan los tejados para colocar paneles fotovoltaicos para reducir un poco el consumo de electricidad de la red, como por ejemplo, la desaladora del Llobregat, capaz de producir a través de sus paneles fotovoltaicos 1.000 MWh anualmente [21], sin embargo, esta planta produce unos 200.000 m³ de agua potable al día lo que significa que si por cada m³ de agua se requieren aproximadamente 3 kWh, el consumo anual ascendería a 211.700 MWh, quiere decir que la producción no llega a cubrir el 0,5% de las necesidades. Sin embargo, recientemente nuevas propuestas e incentivos han sido aprobados para parques fotovoltaicos que, de cumplir las expectativas serían capaces de suministrar mayores porcentajes de las necesidades de sus respectivas desaladoras.

3.1.1 DESALADORA DE TORREVIEJA

La desaladora de Torrevieja, inaugurada en 2013, está localizada en Alicante y es la mayor desaladora de España con una capacidad actual de 240.000 m³ por día (80 hm³ al año), con planes de ampliación a 120 hm³ al año. A principios de 2024 se anunció el proyecto de un parque fotovoltaico de 70 MWp para suministrar alrededor de un 40% de las necesidades eléctricas de esta planta. Sin embargo, el emplazamiento que se había seleccionado (San Miguel de Salinas) para el parque fotovoltaico haría uso de tierras usadas por agricultores y afectaría hasta 200 hectáreas, lo que está generando mucha oposición y protestas [22] [23], y todavía no se puede confirmar que vaya a ser llevado a cabo.

3.1.2 DESALADORA DE ÁGUILAS

Un ejemplo de parque fotovoltaico que sí ha sido construido es para la desaladora de la región de Regantes de Águilas, en Murcia. Esta desaladora es significativamente más pequeña que la planta de Torrevieja, con una producción diaria de 15.000 m³ (alrededor de 5 hm³ al año) [24]. Para esta desaladora, se utiliza un parque fotovoltaico flotante compuesto por más de 1.700 paneles con una potencia total de 786 kWp. Este parque es utilizado para suministrar energías a dos bombas de elevación de 600 CV y adicionalmente a dos bastidores de la desaladora, que se encargan de proporcionar la presión para que el agua salada atraviese las membranas encargadas de separar el agua y las sales [25].



Ilustración 9: Parque Fotovoltaico de la desaladora de Águilas [25]

3.1.3 DESALADORA DE BALERMA

Un último ejemplo de un gran proyecto que está en estado de diseño es para la desaladora de Balerna, en Almería. Esta desaladora tiene una capacidad de unos 30 hm³ al año (80.000 m³ al día) [26], y en septiembre de 2023 se adjudicó la redacción del anteproyecto para un parque fotovoltaico de 27 MWp [27], pero no ha habido grandes avances desde entonces.

3.2 PROYECTOS FUERA DE ESPAÑA

España no es el único país que sufre problemas de sequía y falta de agua potable y varios países ya han empezado a buscar soluciones parecidas a la que se busca en este proyecto. A continuación, se observan algunos ejemplos destacables.

3.2.1 DESALADORA EN ABU DHABI (EMIRATOS ÁRABES)

El caso más destacable es la desaladora de Taweelah, que comenzó a funcionar en 2022, y después de la puesta en marcha de una segunda fase en 2023, tiene una capacidad de 909.000 m³ al día, convirtiéndose en la mayor desaladora del mundo. Adicionalmente, esta planta desaladora cuenta con dos parques fotovoltaicos asociados que son capaces de producir conjuntamente 70 MWp, y permite suministrar hasta un 30% de las necesidades energéticas de la planta desaladora [28].



Ilustración 10: Representación de la planta de Taweelah [29]

3.2.2 DESALADORA EN ARABIA SAUDÍ

Otro ejemplo destacable es el caso de Jubail 3A, situada en Arabia Saudí, entró en operación en operación en 2023, y es actualmente la planta más eficiente del mundo, utilizando 2,8 kWh por cada metro cúbico de agua. Tiene una capacidad de 600.000 m³ diarios y que está en proceso de añadir un parque fotovoltaico de 27 MWp para suministrar electricidad a la desaladora [30].

Capítulo 4. DEFINICIÓN DEL TRABAJO

4.1 JUSTIFICACIÓN

No hay ninguna duda de la necesidad del aumento de integración de generación de electricidad no contaminante, sea a través del autoconsumo o la sustitución en la red de las fuentes fósiles no renovables, para combatir los efectos del cambio climático. Grandes esfuerzos se están llevando a cabo, y estos esfuerzos también son apreciables en el ámbito de las desaladoras, no obstante, los avances no son tan significativos como en otros ámbitos.

4.1.1 NECESIDAD DE PROYECTOS DE GENERACIÓN RENOVABLE

En primer lugar, hay una urgencia por este tipo de proyectos para alcanzar los objetivos renovables. Según el Plan Nacional Integrado de Energía Y Clima 2021-2030 se espera que en España la generación renovable suponga un 78% del mix energético, lo que requeriría que España alcance una capacidad instalada de generación renovable de 120 GW en 2030, lo equivale a un 470% de la capacidad actual (25,5 GW) [31]. Adicionalmente, para cumplir con otros objetivos globales como los del Acuerdo de París, la Agencia Internacional de Energía estima que el 95% del aumento de la capacidad de generación deben proceder de proyectos de generación solar fotovoltaica y eólica [7].

Este proyecto por tanto es una opción para combatir el cambio climático y acercar a España a todos sus objetivos renovables, y si se consideran además las condiciones favorables de integración que España posee (alta irradiancia, costes de las tecnologías disminuyendo...), el proyecto es de mayor interés aún.

4.1.2 ESCASOS AVANCES EN LA INTEGRACIÓN PARA DESALADORAS

Adicionalmente, en el *Estado de la Cuestión*, se puede observar cómo, aunque sí hay interés (el gobierno destinó 600 millones de euros para el desarrollo de desaladoras solares) por introducir generación solar fotovoltaica a las desaladoras, para reducir su consumo de la red, disminuir sus emisiones asociadas y reducir el coste del agua, a través de varios anteproyectos publicados en los dos últimos años, todavía no ha habido grandes avances y la situación todavía es precaria.

Este proyecto pretende dar una opción para futuras integraciones. Si bien es cierto que cada vez hay más propuestas para la integración de parques fotovoltaicos a diferentes desaladoras de España, sigue habiendo plantas desaladoras sin planes de integración fotovoltaicas, que tarde o temprano la necesitaran. Estas integraciones no se pueden estandarizar dado que, con proyectos de estas características, para cada instalación en cada localización la solución óptima varia, lo que hace que integración requiera un estudio separado, dándole valor a este trabajo.

4.2 OBJETIVOS

Este proyecto tiene tres principales objetivos que servirán como guías a la hora de toma de decisiones:

- Correcto diseño del parque fotovoltaico para la desaladora seleccionada: Cada instalación tiene diseño óptimo diferente debido a que sus necesidades y localización afectan a los resultados que se pueden obtener, es por ello por lo que el principal objetivo es la correcta definición de todos los sistemas específicamente para la desaladora seleccionada para considerar este trabajo exitoso. De acuerdo con los ejemplos observados en *Estado de la Cuestión*, también se busca que esta planta pueda reducir la obtención de electricidad de la red en un 10%.
- Rentabilidad positiva del proyecto: También es muy importante que el proyecto sea económicamente viable, dado que esto permitiría no solo reducir el precio del agua

potable, sino que también podría incitar a ampliaciones de la planta desaladora para aumentar su capacidad.

- Reducir la huella de carbono de la desaladora seleccionada: Finalmente es importante destacar que se debe conseguir una reducción de emisiones de carbono dado que, sino la integración de este parque perdería parte de su sentido, dado que no solo se trata de reducir costes, sino que también se trata de combatir el cambio climático.

4.3 METODOLOGÍA

Para alcanzar estos objetivos el procedimiento que se seguirá será el siguiente:

En primer lugar, se debe seleccionar una desaladora adecuada que pueda integrar un parque fotovoltaico, para ello no es solo importante que la irradiancia solar sea alta, sino que también la planta debe tener terrenos con propiedades adecuados en las proximidades para que la integración tenga sentido dado que, de no ser así, hay otras opciones, como acuerdos de compra de energía (PPA), que serían más adecuadas. Para esto se usará Google Earth Pro, que permite tanto observar las proximidades de las plantas, como tomar medidas del terreno para determinar la idoneidad para la construcción del parque en este.

Una vez se ha seleccionado la localización del parque fotovoltaico, se procederá al diseño de este ajustándose a las necesidades y posibilidades de la localización. Incluirá el dimensionamiento del sistema, selección de tecnologías (tipo de paneles, utilización de seguidores o no...), y el diseño de otros sistemas eléctricos para habilitar la integración. Programas que se utilizaran en esta etapa incluyen PVsyst, el cual es un software que asiste en el diseño de parques fotovoltaicos, y AutoCAD, que permitirá la ejecución de los planos necesarios del parque, adicionalmente los Reglamentos de Alta y Baja Tensión serán útiles para el dimensionamiento de conductores.

Finalmente, se procederá a la evaluación financiera y de impacto ambiental para determinar los beneficios del diseño seleccionado. Para esto se usarán herramientas financieras como el

Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Retorno o el periodo de recuperación de la inversión, haciendo uso de Excel para facilitar estos cálculos.

Capítulo 5. DISEÑO DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Siguiendo la metodología descrita anteriormente, este capítulo primero desarrolla sobre la localización y la planta a la que se asignara el parque fotovoltaico, así como los parámetros que se han utilizado para hacer esta decisión. Posterior a estos apartados, se procederá al diseño de todos los componentes pertinentes al parque teniendo siempre en cuenta la viabilidad técnica y económica para así conseguir los objetivos definidos.

5.1 LOCALIZACIÓN

La localización tiene una relevancia crucial en los proyectos de generación renovable, dado que el suministro solar es un recurso altamente dependiente de la ubicación. España disfruta de las mayores radiancias de toda Europa y adicionalmente las plantas desaladoras más importantes de España se encuentran en la costa mediterránea, que son zonas con irradiancias solares muy altas y parecidas, y por ello no se ha considerado como un parámetro diferencial a la hora de la toma de decisión.



Ilustración 11: Mapa con la distribución de las desaladoras de España [32]

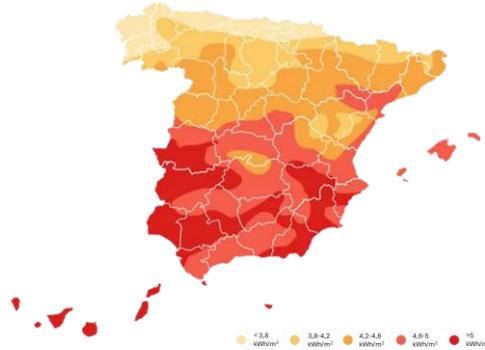


Ilustración 12: Mapa de irradiación solar [33]

Por tanto, para la selección de la ubicación del parque solar, se ordenaron las plantas desaladoras según su capacidad para encontrar los mayores consumos y por tanto las plantas en las que mayor impacto podría suponer la integración del parque. Como se comentó anteriormente en el *Estado de la Cuestión*, hay varias de estas plantas que ya tienen anteproyectos de este estilo en marcha, y, por tanto, se han suprimido como candidatas para este proyecto. Finalmente, se estudió que aquellas plantas restantes tuviesen espacio de características adecuadas (espacio suficiente, tierras en desuso, desnivel escaso...) en las inmediaciones para la adición del parque solar, con la ayuda del software Google Earth Pro. A continuación, se muestran una tabla con los parámetros analizados:

Planta	Capacidad [$\text{m}^3/\text{día}$]	Tiene planta/proyecto	Espacio Adecuado
Torreveja	240.000	SI	
Aguilas-Guadalentín	210.000	SI	
Prat	200.000	SI	
Valdelentisco	137.500	SI	
Carboneras	120.000	NO	NO
Campo de Dalías	97.200	SI	
Las Palmas 3 y 4	82.000	SI	
Alicante II	65.000	SI	
San Pedro de Pinatar	65.000	NO	NO
Marbella	60.000	NO	NO
Oropesa	49.000	NO	NO
Sagunto	22.900	NO	SI

Tabla 3: Análisis de plantas desaladoras para integración del parque fotovoltaico (fuente de datos [34])

5.1.1 DESALADORA DE SAGUNTO

Siguiendo los parámetros mencionados y de acuerdo con la Tabla 3, la desaladora seleccionada es la de Sagunto, en Valencia.

Esta desaladora, fue construida en 2010 aunque su explotación comenzó en 2018, cuenta con tres bastidores de osmosis inversa y es capaz de producir 22.900 m³/día y 8,2 hm³/año de agua potable para abastecer hasta 65.000 habitantes [35], y según AcuaMed, tiene un consumo específico de 5,56 kWh/m³ [36], lo que se puede traducir en un consumo diario de 127.000 kWh y 45.500 MWh anuales. Se encuentra en Valencia, que es una de las regiones con mayor radiación solar y horas de sol del país, lo que hace bastante atractivo la adición de un parque fotovoltaico. Finalmente, al examinar las proximidades de la planta, se pudo observar una gran extensión de tierra, que no ha sido utilizada, durante los últimos 10 años.



Ilustración 13: Vista aérea de la desaladora de Sagunto (fuente: Google Earth Pro)

Si bien es cierto que durante los últimos tiempos la planta ha producido mucho menos que su capacidad máxima (en 2022 produjo 0,16 hm³, y su consumo energético fue poco superior a 1 GWh [36]), dado los grandes problemas de sequía que sufre Cataluña, esta planta ha sido seleccionada para ayudar a resolver los desafíos a los que se enfrenta Cataluña. Esto haría

que su producción aumentase a 40.000 m³/día [37] (requiriendo obras de ampliación), lo que haría que el consumo energético superase los 50 GWh anuales, acentuando la importancia de incorporar el parque para reducir costes, y emisiones.

5.2 REQUISITOS

Para poder llevar a cabo este proyecto se deben llevar se deben cumplir unos requisitos que se explican a continuación:

- En primer lugar, el terreno debe ser considerado, según el Plan General de Ordenación Urbana de Sagunto [38], de uso industrial. La Sede Electrónica del Catastro no ha asignado ningún uso al catastro en el que se encuentra la planta desaladora, pero esto se puede deber a que no esté correctamente actualizado, ya que clasifica el suelo como sin edificar y de tipo urbano. Dado que la actividad de la desaladora y de los otros edificios cercanos se consideran de tipo industrial, se puede inferir que se trata de un terreno de uso industrial.
- Se debe también solicitar los siguientes permisos:
 - Permiso de acceso y conexión a la red: Este permiso es necesario para la conexión de paneles solares a la planta desaladora, ya que, aunque no haya excedentes de producción, este permiso se debe solicitar dado que la planta desaladora seguirá conectada a la red ya que el parque fotovoltaico no podrá suministrar toda la energía.
 - Permiso de obra: Tanto para la adecuación del terreno, como para la instalación de los paneles y el resto de la infraestructura necesaria.
 - Autorización del proyecto de la Comunidad Valenciana para asegurar el cumplimiento de las normativas de la comunidad autonómica
- También se deben abonar un aval, que se refiere a una garantía económica del proyecto, esta cuantía depende de la comunidad y de las dimensiones del proyecto.
- Finalmente, es necesario un estudio de impacto ambiental para evaluar los efectos del proyecto en la fauna y la flora de la zona.

Si alguno de los requisitos no se cumpliera, el proyecto no se podría llevar a cabo.

5.3 DISEÑO

Para llevar a cabo un diseño completo y correcto del parque fotovoltaico, hay que atender a varios aspectos fundamentales. Primero se debe estudiar la meteorología de la localización seleccionada, y obtener datos concretos de irradiación solar, temperaturas y horas de sol anuales. El terreno también debe ser analizado, observando tanto dimensiones como desniveles. Finalmente, la selección de los componentes del sistema, que incluye los módulos fotovoltaicos, los soportes y el centro de transformación deben ajustarse a las necesidades de la planta desaladora, buscando eficiencia a precio razonable dado que la viabilidad económica es un objetivo importante.

5.3.1 METEOROLOGÍA

Para observar los diferentes parámetros meteorológicos de la desaladora de Sagunto se hace uso de PVSyst que puede rescatar los datos de Sagunto de varias bases de datos entre las que se encuentran meteonorm 8.1 o PVGIS 5.2, cada una con valores diferentes. Dado que para las simulaciones posteriores no se pueden mezclar diferentes bases de datos, se observará solo una de las opciones, en este caso, se usarán los datos de PVGIS 5.2.

A continuación, se observan las medidas mensuales obtenidas a través de la interpolación de las estaciones meteorológicas más cercanas pertenecientes a PVGIS 5.2 de:

- Irradiación difusa horizontal: Se refiere a la radiación solar que incide en el plano horizontal proveniente de la dispersión de la atmósfera. Esta irradiación ha sido desviada por diferentes componentes como nubes o aerosoles y llega desde otras direcciones que no son directamente la del sol.
- Irradiación horizontal directa: Se refiere a la potencia radiante del sol directamente incidente en la superficie paralela al plano horizontal (0°). En la base de datos se encuentra la irradiación horizontal global que se refiere a la suma de la directa y la

difusa, sin embargo, es importante que sean analizados por separado para la posterior selección componentes del parque.

- Temperatura: Es un aspecto importante también dado que los módulos solares pierden rendimiento a altas temperaturas
- Velocidad del viento: Lugares con altos vientos pueden generar problemas para el parque fotovoltaico.

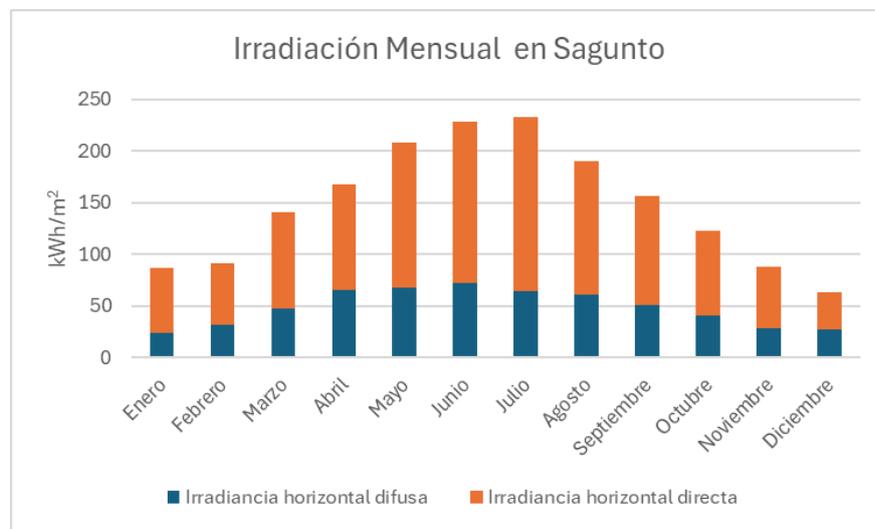


Gráfico 4: Irradiación horizontal mensual en Sagunto (datos: PVGIS 5.2)

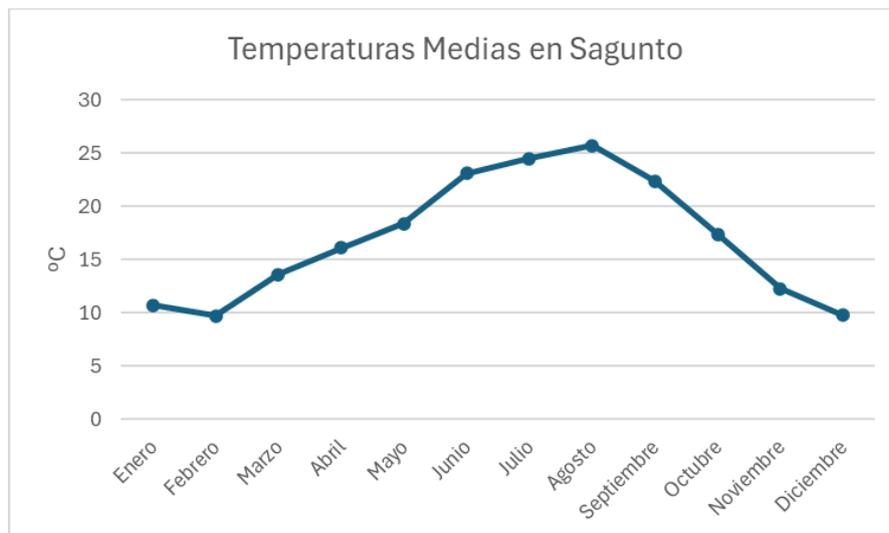


Gráfico 5: Temperatura media mensual en Sagunto (datos: PVGIS 5.2)

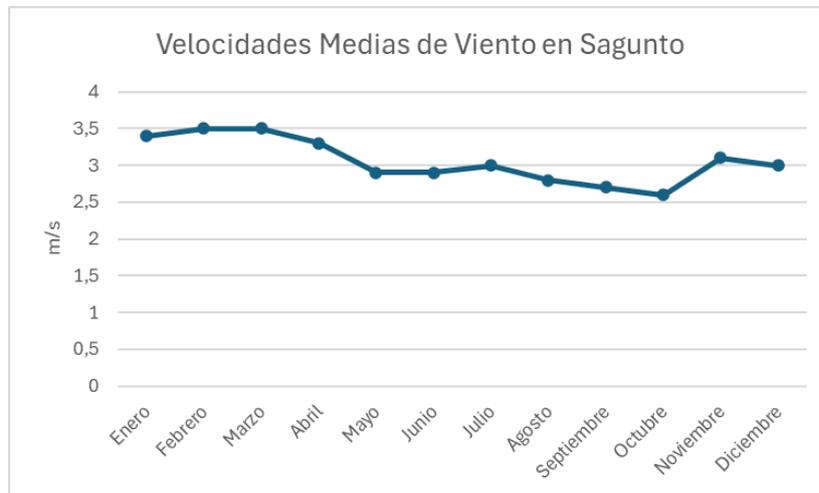


Gráfico 6: Velocidades medias de viento en Sagunto (datos: PVGIS 5.2)

A partir de las anteriores gráficas se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Sagunto tiene altas irradiancias solares, tanto directa como difusa, siendo máxima en julio y la menor en diciembre, y si se suman todos los valores mensuales se obtienen 1.778 kWh/m^2 cada año, por lo que una primera aproximación del espacio necesario para suministrar los 4,5 GWh anuales (10% del consumo si se incrementase la producción a 22.900 m^3 diarios) se necesitarían 2.530 m^2 , si se colocasen los módulos en el suelo y se pudiese aprovechar toda la energía sin pérdidas. La irradiación difusa es considerable durante todo el año, suponiendo más de un 25% de la global, lo que se debe tener en cuenta a la hora de la selección de los componentes del parque.
- Las temperaturas medias son moderadas y aunque es probable que las máximas sean temperaturas más altas de lo deseado, las pérdidas de eficiencia debido a las temperaturas no serán excesivas.
- Finalmente, las velocidades medias de viento son bastante bajas, lo que sugiere que, si no hubiese eventos meteorológicos extraordinarios, ni los soportes ni otros componentes van a sufrir grandes tensiones

5.3.2 ESPACIO PARA EL PARQUE FOTOVOLTAICO



Ilustración 14: Espacio seleccionado para el parque fotovoltaico (fuente: Google Earth Pro)

En la **Error! Reference source not found.**, se puede observar el espacio seleccionado para el parque fotovoltaico, se encuentra separado de la desaladora de Sagunto por una vía ferroviaria en construcción. Este terreno se considera adecuado debido a que:

- Tiene un área de 26.850 m² disponibles, que para los objetivos marcados deberían ser espacio suficiente
- No ha sido utilizado, ni se ha construido nada en los últimos años en ese espacio.
- Tiene un perfil de elevación bastante llano teniendo de máxima pendiente un 9%, lo que facilitaría la construcción.
- Para el acceso al parque fotovoltaico se pueden usar las vías auxiliares en uso ahora para la construcción de vía ferroviaria

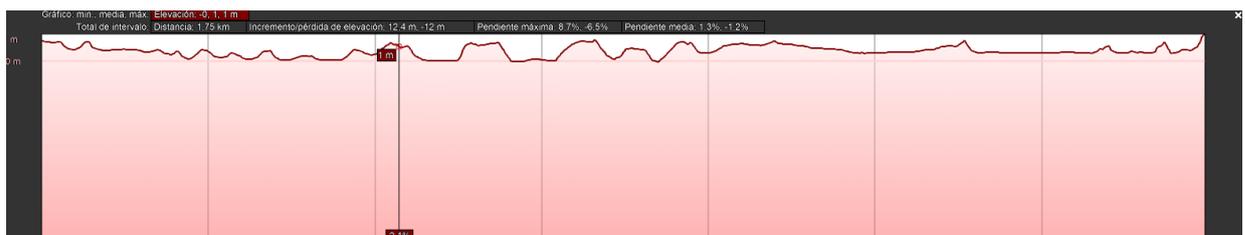


Gráfico 7: Perfil de elevación del terreno seleccionado (fuente: Google Earth Pro)

5.3.3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PARQUE FOTOVOLTAICO

Una vez se ha seleccionado el emplazamiento y se conocen las necesidades energéticas de la planta desaladora, se puede proceder al diseño del parque prestando atención a las limitaciones específicas del emplazamiento. Se hará uso del software PVsyst para asegurar que los objetivos definidos se cumplen.

5.3.3.1 Especificaciones generales

El sistema final diseñado está comprendido por 6.120 módulos solares de silicio monocristalinos de 600 Wp que ocupan un espacio total de 15.810 m² y una capacidad de 3.672 kWp, que con los inversores seleccionados pueden llegar a proporcionar 3.600 kW en corriente alterna, para su uso en la desaladora.

Los paneles han sido colocados en dos diferentes configuraciones, ambas de orientación fija:

- 3.096 paneles han sido colocados con un azimut de -15° respecto de la dirección sur (dirección suroeste), con una inclinación de 38°.
- Los paneles restantes (3.024) han sido colocados con un azimut de -28° respecto de la dirección sur, a una inclinación de 38° también.

Se han utilizado 4 inversores de 900 kW en corriente alterna para acomodar todos los módulos solares y cuya tensión de salida en alterna es la de operación de la planta [35], lo que evita la necesidad de un centro de transformación.

Todo esto permite una producción anual de 5.436 MWh el año 10, lo que supondría un 12% de las necesidades eléctricas de la desaladora (si funciona a su máxima capacidad de 8,2 hm³ anuales).

A continuación, se resume la información en una tabla:

Parque Fotovoltaico para Desaladora de Sagunto	
Ubicación	39° 38'24" N, 0°14'11" O
Superficie	26.850 m ²
Módulo	Silicio Monocristalino 600 Wp
Nº de Módulos	6.120
Orientación 1	Azimut -15° // Inclinación 38°
Orientación 2	Azimut -28° // Inclinación 38°
Inversor	Power Electronics FreeSun FS0900 HES 270 V
Nº de Inversores	4
Potencia Pico de la Instalación	3.672 kWp
Producción Anual	5.436 MWh

Tabla 4: Especificaciones generales del parque fotovoltaico

A continuación, se describen los diferentes elementos seleccionados para el parque fotovoltaico, de los cuales se pueden encontrar las fichas técnicas en el ANEXO II: Fichas Técnicas.

5.3.3.2 Módulos Fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico seleccionado es del fabricante Longi Solar y el modelo es el LR5-72HTH-600M, tiene una potencia de 600 Wp y una garantía de rendimiento de 88,9% a los 25 años (533,4 Wp). Se compone de 144 células de silicio monocristalino dispuestas en 6 columnas y debido a las características de funcionamiento del módulo junto con las características de los inversores, se han conectado en serie para formar strings de 12 módulos. A continuación, se resumen los datos técnicos del módulo seleccionado a condiciones estándar (1000 W/m² de irradiancia y temperatura ambiente de 25°C):

Datos Técnicos Modulo Fotovoltaico	
Fabricante	Longi Solar
Modelo	LR5-72HTH-600M
Dimensiones	2278 x 1134 x 35 mm
Potencia Maxima	600 W
Tensión en maxima potencia (V_{mmp})	44,66 V
Intensidad en maxima potencia (I_{mmp})	13,44 A
Tensión en circuito abierto (V_0)	52,81 V
Intensidad de Cortocircuito (I_{sc})	14,46A
Eficiencia	23,20%

Tabla 5: Datos técnicos del módulo fotovoltaico seleccionado

5.3.3.3 Inversores Solares

Los inversores seleccionados son del fabricante Power Electronics y el modelo es el FreeSun FS0900 HES 270V. Tiene una potencia de salida en corriente alterna de 900 kW y lo que hizo interesante el uso de este inversor es que la tensión de salida del inversor es 20 kV que es la tensión de trabajo de la desaladora lo que propicia que no sea necesario el uso de un transformador para llevar la producción a la desaladora. Adicionalmente, el modelo seleccionado incorpora protecciones de sobretensiones y sistemas de comunicaciones para la monitorización del sistema. Se utilizarán 4 inversores, entre los que se dividirán los módulos lo más equitativamente posible, en el ANEXO I: Planos, se pueden observar la distribución de los paneles a cada inversor. A continuación, se resumen los datos técnicos del inversor:

Datos Técnicos Inversor	
Fabricante	Power Electronics
Modelo	FreeSun FS0900 HES 270V
Temperatura de Operación	-20 - 50°C
Dimensiones (con Gabinete)	5950 x 3150 x 2410 mm
Potencia Maxima Admisible en CC	1080 kWp
Rango de tensiones admisibles en máxima producción en CC	420-820V
Tensión máxima admisible en CC	1000 V
Intensidad máxima admisible en CC	2160 A
Número de entradas en CC	36
Eficiencia de inversor	97.9%
Potencia Nominal en AC	900 kW
Tension de salida AC	20 kV

Tabla 6: Datos técnicos del inversor seleccionado

5.3.3.4 Soportes

Para el montaje de los módulos solares se ha decidido por estructuras y orientación fijas debido a que, aunque la tecnología de los seguidores puede llegar a obtener mayor número de horas de producción pico, requiere más espacio, y cuando el espacio es limitado como en este caso, la cantidad de módulos para evitar sombreados hace que no sea la opción óptima. Por el contrario, la orientación fija, aunque también sufra sombreados, permite mayor número de módulos, lo que aumenta la producción.

Con la asistencia de PVsyst se pudo determinar que, colocando los módulos a una inclinación de 38° se puede obtener hasta un 20% más de producción anual que si los módulos estuvieran en el suelo. Es por ello por lo que los soportes seleccionados, son los soportes Sunfer 14.1 V regulables 30°-50°, que pueden sostener 3 de los paneles que han sido seleccionados.

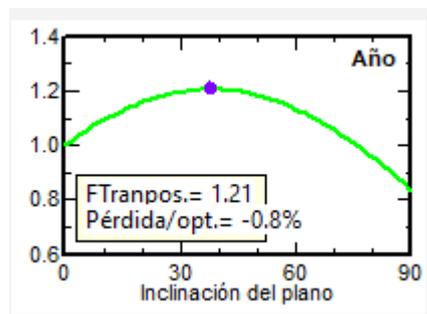


Gráfico 8: Mejora de producción anual según ángulo de inclinación del panel

Adicionalmente se ha introducido un azimut, que se refiere a la orientación respecto a sur, de 15° y 28° ya que, aunque se pierda algo de producción (0,8% en el caso de un azimut 15° y 2,6% en el caso de un azimut de 28°), permitía organizar con mucha mayor facilidad en filas y columnas los paneles que si se usara el azimut de 0°. Esto se debe a que el espacio utilizado no tiene una forma regular y ocasiona que la orientación sur dificulte la organización y lo que puede llevar a problemas y dificultades a la hora del mantenimiento y monitorización de los paneles.

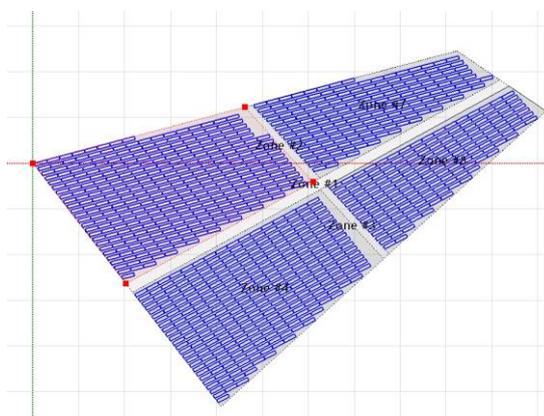


Ilustración 15: Vista aérea de los paneles con los azimuts diferentes de 0°

5.3.3.5 Cajas de Strings

Debido a las características técnicas de los módulos y los inversores, los paneles en un primer lugar se conectan en serie para alcanzar las tensiones de operación del inversor, esto recibe el nombre de string. Como ya se ha mencionado anteriormente, los módulos se han agrupado en series de 12, lo que deja un total de 510 strings para ser divididos entre los 4 inversores. Sin embargo, los inversores tienen 36 entradas cada uno (un total de 144), lo que hace necesario el uso de caja de strings, que simplifica y reduce la conexión a los inversores, adicionalmente contienen protecciones de sobretensión y sobrecarga, necesarias en toda instalación eléctrica. En este caso se han utilizado cajas de strings de 8 entradas y 1 salida. Los datos técnicos se pueden observar a continuación:

Datos Técnicos Cajas de String	
Fabricante	USFULL
Modelo	FUCB Series MD8/1
Entradas	8
Salidas	1
Material	Hierro revestido
Maxima tensión	1000 V
Fusibles	15A
Protección sobretensiones	Tipo II In=20kA, I _{max} =40kA, V=1000V
Interruptor de Circuito	125 A

Tabla 7: Datos técnicos de la caja de strings seleccionada

5.3.3.6 Cableado en Corriente Continua

En el circuito de corriente continua (comprende desde los paneles hasta el inversor), el cableado ha sido diseñado siguiendo los criterios descritos en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, dado que la tensión no superara los 1.000 V en ninguna situación.

Según la ITC-BT-40, donde se establecen las normas para instalaciones generadores de baja tensión, se establecen 2 criterios que deben ser cumplidos por los cables de conexión:

- “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”, es decir $I_{cable} \geq 1.25 \cdot I_{generador}$.
- La caída de tensión no debe superar el 1,5% para la tensión nominal

Siguiendo estos criterios, además de añadir las condiciones de que:

- Los cables desde los módulos hasta las cajas de strings van de forma aérea sobre las estructuras que soportan los paneles.
- Estos cables no pueden superar la sección de 8 mm^2 , según se especifica en la ficha técnica de la caja de strings.
- Los cables desde las cajas de strings hasta los inversores van enterrados y entubados a un metro de profundidad.
- Estos cables no pueden superar la sección de 95 mm^2 .

Los cálculos desarrollados pueden hallarse en el ANEXO III: Dimensionamiento de conductores

Se eligieron los siguientes conductores:

- Desde los módulos hasta la caja de strings se utilizará cable solar H1Z2Z2-K del fabricante Leader cuyas características son las siguientes:
 - 6 mm^2 de sección
 - Cobre estañado de clase 5 según EN 60228 e IEC 60228
 - Aislamiento XLPE
 - Tensión nominal de 1.500 V en corriente continua
 - Temperaturas de trabajo desde -40°C hasta 120°
 - No propaga llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1
- Desde las cajas de strings hasta el inversor se utilizará cable Exzhellent Class RZ1-K (AS) Unipolar del fabricante Prysmian Group, cuyas características son las siguientes:
 - 95 mm^2 de sección
 - Cobre de clase 5 según IEC 60228
 - Aislamiento XLPE
 - Intensidad máxima admisible 265 A
 - Tensión nominal de 1000 V en corriente continua
 - Temperaturas de trabajo desde -40°C hasta 90°C

- No propaga llama según UNE-EN 60332-1-2 e IEC 60332-1-2

5.3.3.7 Cableado en Corriente Alterna

El circuito en corriente alterna que comprende desde la salida del inversor hasta la planta desaladora ha sido dimensionado siguiendo el Reglamento de Alta Tensión, dado que la tensión de operación será 20 kV (alta tensión de tercera categoría según la ITC-RAT-04).

En este caso, la ITC-LAT-06 establece las intensidades máximas admisibles por cada cable según las condiciones de instalación, y en este caso en que los conductores irán enterrados en tubos a un metro de profundidad, el cable seleccionado es Vulpren Class HEPRZ1 AL, del fabricante Prysmian Group, cuyas características son:

- 95 mm² de sección cada conductor unipolar (se deben usar tres ya que la salida es trifásica)
- Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228
- Aislamiento HEPR
- Tensión nominal 18/30 kV
- Intensidad máxima admisible 200 A
- Temperaturas de trabajo -25°C hasta 105°C

5.3.3.8 Puesta a Tierra

En el caso de baja tensión, es importante que se conecten a tierra los módulos, las estructuras soporte y las cajas de strings. El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión recomienda en la ITC-BT-18 que la toma de tierra se realice en “forma de anillo cerrado que integre todo el perímetro del edificio” (en este caso toda la instalación fotovoltaica) y la tensión de contacto no puede ser mayor que 50 V en ningún caso. Es por esto por lo que se utilizará un conductor enterrado horizontalmente y se mejorará la resistencia mediante zanjas horizontales.

$$R_c = 2 \cdot \frac{\rho}{L}$$

Donde:

- ρ es la resistividad del terreno (en este caso se ha seleccionado terraplenes cultivables poco fértiles= 500 $\Omega \cdot m$)
- L es la suma del perímetro y las zanjas que en este caso se harán de 230 m

Esta R_c se debe dimensionar de manera que un contacto con cualquier masa no dé lugar a tensiones de contacto de más de 50 V.

$$I_d = \frac{U}{R_c + R_{CT}}$$

Donde:

- U es la tensión de operación (534 V en condiciones estándar)
- R_{CT} es la resistencia de contacto a tierra y suele ser 10 Ω

Finalmente, esa I_d multiplicada por la resistencia de tierra debe ser menor que 50 V:

$$50V \geq I_d \cdot R_c$$

Con estas directrices el resultado al que se ha llegado es de uso de conductor enterrado de cobre de 35 mm² de sección a 0,8 metros de profundidad, y se añaden 4 zanjas de 230 m de longitud para evitar que la tensión de contacto en ningún caso llegue a los 50 V.

Adicionalmente, dado que los inversores también operan con tensiones de 20 kV, se debe dimensionar la puesta a tierra en alta tensión, sin embargo, con la puesta a tierra dimensionada para baja tensión permite que no haya problemas de tensiones de contacto.

5.3.3.9 Protecciones

El REBT obliga a que todos los circuitos estén protegidos contra sobreintensidades (ITC-BT-22), sobretensiones (ITC-BT-23) y contra contactos directos e indirectos (ITC-BT-24).

En el caso de protecciones de sobreintensidades, en primer lugar, los fusibles de las cajas de strings (15 A), se utilizarán para proteger a los inversores, adicionalmente la caja de strings

incluye un interruptor automático de 125 A. Los inversores también cuentan con interruptores tanto en el lado de corriente continua como el lado de corriente alterna, sin embargo, en la ficha técnica no se especifica las características de estos interruptores

En segundo lugar, se encuentran disponibles protecciones contra sobretensiones tanto en las cajas de strings como en los inversores. En el caso de las cajas de strings, es de tipo II (protección contra sobretensiones transitorias), con intensidad nominal de 20 kA e intensidad máxima de 40 kA y una tensión máxima de operación continua de 1.000 V. En el caso de los inversores la protección contra sobretensiones también es de tipo II tanto en continua como en alterna.

Adicionalmente, es importante proteger los equipos contra descargas de rayos, es por ello, que se instalarán pararrayos del fabricante Aplicaciones Tecnológicas con radios de protección de 35 m cuando se colocan a 10 m de altura. Se utilizar 7 y si bien no cubrirán toda el área, fueron posicionados para ocupar la mayor superficie posible.



Ilustración 16: Radio de protección de los pararrayos

Finalmente, para proteger contra contactos directos e indirectos, en el caso de contactos directos se requieren tanto aislamiento de las partes activas, o protecciones mediante envolventes. Los elementos activos seleccionados tienen las siguientes protecciones:

- Los inversores tienen una protección IP54 según EN 60529, que significa protección contra la penetración de polvo y contra las proyecciones de agua en todas las direcciones.
- Los módulos tienen una protección de IP68 lo que significa que son totalmente estancos al polvo y tienen protección contra inmersiones prolongadas.
- Las cajas de strings tienen un nivel de protección IP 65, que significa totalmente estancos al polvo y protección contra chorros de agua en todas las direcciones

En el caso de los contactos indirectos, también se pide que los equipos sean de protección de clase II, es decir con aislamiento doble o reforzado, los módulos cumplen este aislamiento y las cajas de strings y los inversores no lo especifican.

5.3.3.10 Equipos de monitorización

Es también muy importante la monitorización de los equipos para asegurar el correcto funcionamiento de estos y asimismo identificar más fácilmente los problemas que surjan o los equipos que no estén funcionando debidamente.

Para ello se añadirán sistemas de monitorización en las cajas de strings que permitan monitorizar la tensión, la intensidad y la potencia de cada una de las cadenas de la caja. El equipo seleccionado es el HS-PV5-MU8 del fabricante Voltacon. La selección de este equipo es por la habilidad de distinción de las 8 entradas de la caja de strings y la compatibilidad con el protocolo MODBUS y el método de comunicación RS485.

Adicionalmente, los inversores también cuentan con equipos para comunicar tensión e intensidad a través del método RS485 y del protocolo MODBUS.

Es importante también añadir una estación meteorológica para poder calcular estimaciones teóricas de producción y poder comparar esos resultados a los resultados reales de producción para identificar problemas o posibles mejoras. La estación meteorológica

seleccionada también es compatible con el protocolo MODBUS y la comunicación es RS485 y cuenta con las siguientes mediciones:

- Temperatura del aire
- Humedad relativa del aire
- Presión atmosférica
- Velocidad del viento
- Radiación solar total
- Temperatura del modulo
- Acumulación de radiación total

Adicionalmente, con todos estos sensores debe haber PLCs para mandar la información al sistema SCADA, para poder monitorizar desde hay toda la información anteriormente leída en los sensores.

Finalmente se ha seleccionada el SCADA de Solytic, para poder visualizar y monitorizar los datos recogidos por los equipos anteriormente mencionados.

5.3.4 SIMULACIÓN CON PVSYSY

Además de asistir en la selección de los equipos y las configuraciones de estos, el software Pvsyst permite definir perdidas y perfiles de autoconsumos para posteriormente hacer la simulación de un año de la producción de la planta para asegurar que el diseño es el adecuado para los objetivos

5.3.4.1 Perdidas

PVsyst permite añadir varios tipos de pérdidas a la simulación, para hacer más realista la simulación, y en caso de no conocer los valores de algún tipo de perdidas, el programa sugiere valores típicos o “de defecto”, para que sean incluidas. Las pérdidas que han sido consideradas en la simulación incluyen:

- Pérdidas térmicas: Se refieren a las pérdidas de eficiencia de los módulos con el aumento de la temperatura y si bien en la ficha técnica de los módulos solares aparece

una pérdida de potencia de $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$, en el programa lo que se pide es factor de pérdida calor para así poder determinar la temperatura de la célula fotovoltaica. PVsyst recomienda que este factor sea $25 + 1,2 \cdot v_{viento}$

- Pérdidas óhmicas: Estas se refieren a las pérdidas por efecto Joule en el cableado de conexión. Si bien dan valores recomendados, en este caso se han usado las pérdidas calculadas en el Anexo II: Dimensionamiento de Cableado. En el caso de corriente continua se ha puesto 0,697% de pérdidas en condiciones estándar y en el caso de corriente alterna se ha puesto 0,05%.
- Pérdidas IAM: Se refieren a las pérdidas debido al ángulo de incidencia entre los rayos solares y el plano del módulo. El programa define una gráfica para determinar el porcentaje para cada ángulo.

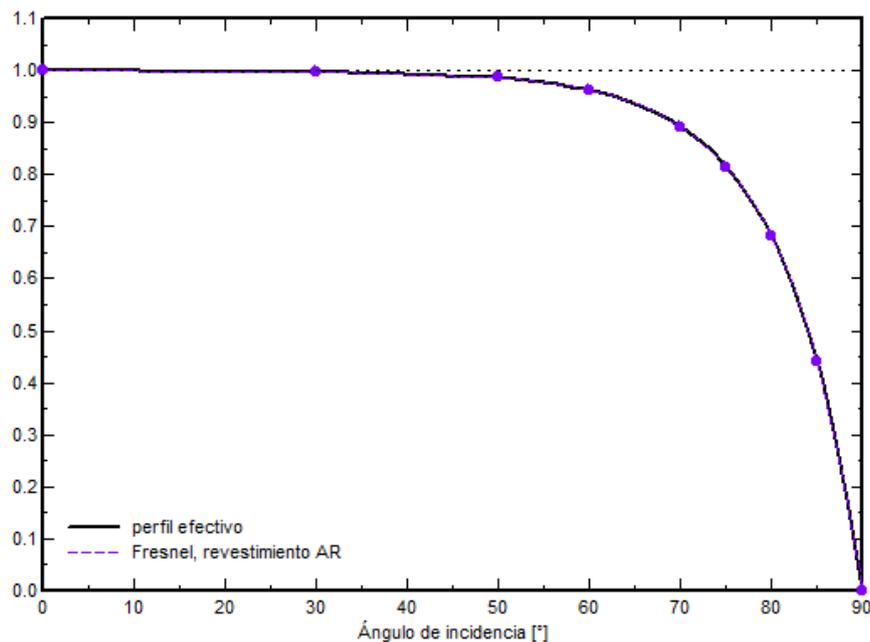


Gráfico 9: Rendimiento del panel solar según el ángulo de incidencia (fuente: PVsyst)

- Otras pérdidas incluyen suciedad, envejecimiento, sombreados o indisponibilidades

A continuación, se puede observar el diagrama de Sankey, en el que se detallan todas las pérdidas durante el décimo año de operación:

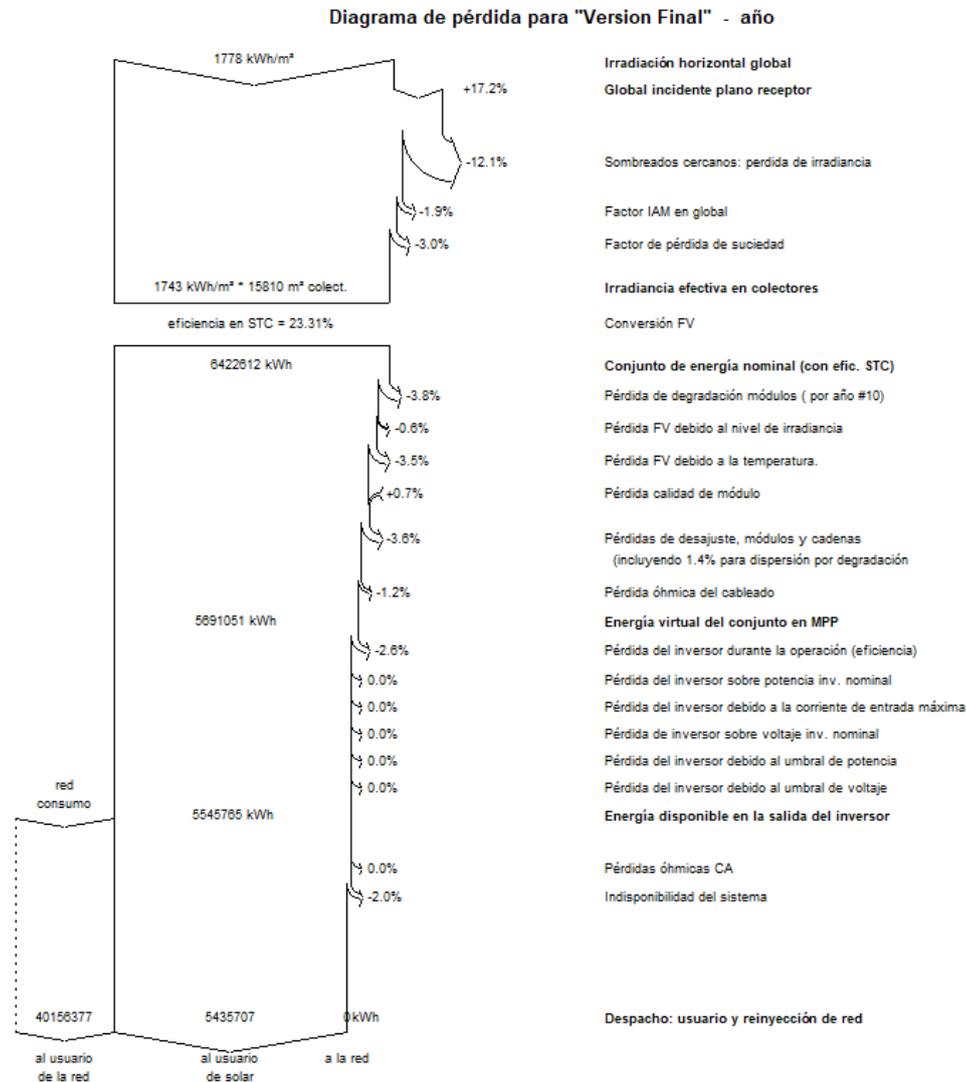


Ilustración 17: Diagrama de Sankey del año de 10 de operación (fuente: PVsyst)

5.3.4.2 Consumo

Para determinar que parte de la producción va a autoconsumo y cual se suministra a la red, se debe introducir la demanda energética de la planta desaladora. En este caso, se ha decidido usar un consumo constante fijo de 125 MWh diarios, por lo que toda la producción ira destinada al autoconsumo.

5.3.4.3 Resultados

Los resultados más destacables son los siguientes:

- La producción anual que llega al consumo es de 5.635 MWh (12,35% de la demanda) el primer año, 5.436 MWh el décimo año (11,9%) y 5.118 MWh (11,2%) el año 25 al suponer una pérdida anual de 0,4% de eficiencia en los módulos, según la ficha técnica.

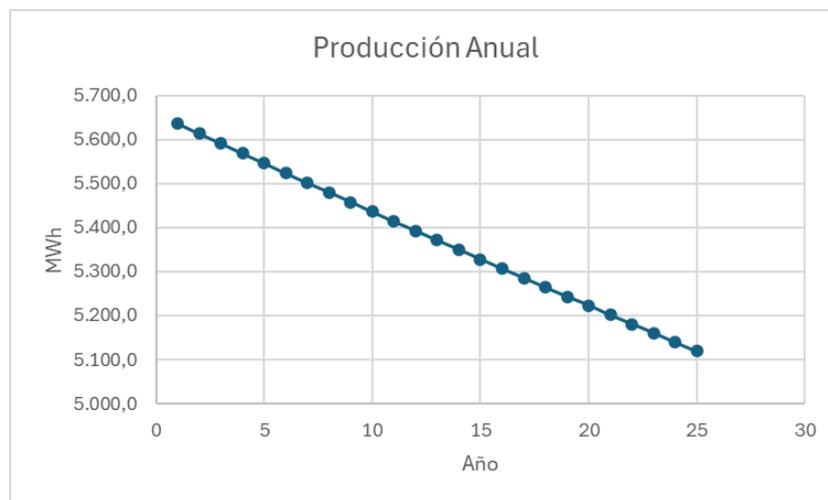


Gráfico 10: Producción Anual

- El diseño obtiene un coeficiente de rendimiento medio anual de 71%
- Las mayores pérdidas se deben a sombreado (12%), lo que era esperable dado que una de las mayores restricciones era el espacio
- Las emisiones evitadas por el autoconsumo se pueden obtener multiplicando la producción por el factor de emisiones de CO₂ equivalentes, que Red Eléctrica publica anualmente [39] (en 2023 fueron 120 g/kWh) y restando las emisiones asociadas a la planta, calculadas por PVsyst, que incluye la producción de los componentes, transporte, montaje, cimentaciones.... Haciendo esta operación y suponiendo la degradación de los módulos del 0,4% anual para la producción, se obtiene que este proyecto evita 8.987 tCO₂ equivalentes para la duración del proyecto de 25 años.

Para observar todos los resultados de la simulación referirse al ANEXO V: Simulación de PVsyst

Capítulo 6. IMPLEMENTACIÓN

Una vez ha sido diseñado el parque fotovoltaico, se debe llevar a cabo el plan de implementación, para asegurar la correcta integración y operación del parque fotovoltaico.

6.1 PERMISOS Y LICENCIAS

El primer paso para la implementación del parque fotovoltaico consiste en la adquisición de todos los permisos y licencias requeridos. Estos varían de localidad a localidad sin embargo los más importantes y comunes son:

- Autorización del Proyecto por la Comunidad Autónoma
- Licencia de Obra
- Permiso de acceso y conexión
- Autorización ambiental
- Certificación de instalación eléctrica

Adicionalmente, se requerirán permisos y licencias específicos del municipio (en este caso Sagunto), y es fundamental consultar a las autoridades para asegurar el cumplimiento de todos los requisitos.

6.2 ADECUACIÓN DEL TERRENO

Una vez se han adquirido los permisos y licencias pertinentes, se puede proceder con todos los procesos necesarios para la construcción del parque fotovoltaico. El primer proceso es adecuar el terreno para evitar que pueda provocar problemas.

Estos procesos suelen incluir movimientos de tierras, cuando hay grandes desniveles, lo que no ocurre en este caso ya que como se ve en el Gráfico 7, el perfil de elevación es lo suficientemente plano para no requerir de los movimientos de tierras.

Sin embargo, en este caso se pueden observar en las imágenes aéreas que la vegetación es bastante abundante, que debe ser desbrozada para evitar que pueda afectar al rendimiento.

6.3 ZANJAS

Si bien no será necesario el movimiento de tierras, serán necesarias las excavaciones de zanjas para tender el cableado y la puesta a tierra a las profundidades que fueron especificadas en el diseño.

6.4 CIMENTACIONES

Los equipos de inversión (4 unidades) serán colocados sobre losas de hormigón de dimensiones 7 m de longitud, 1 metro de altura y 3,5 m de ancho.

6.5 VALLADO

Se colocará un vallado a lo largo del perímetro del espacio definido en *Espacio para el parque fotovoltaico*. Será de 2 m de altura y se necesitarán aproximadamente 700 metros de longitud. Adicionalmente se necesitará una puerta de 5 de metros de largo y 2 metros de alto, para el acceso.

6.6 VIALES Y DRENAJES

Tanto para la instalación, como para el posterior mantenimiento durante los años de explotación, se necesitarán viales para mayor facilidad de acceso. Serán de grava y contarán con drenajes de hormigón a los lados para evitar acumulaciones de agua que puedan llegar a ocasionar problemas.

Habrá un vial perimetral, y 2 viales que dividirán el espacio en 4 áreas lo más parecidas posibles.

6.7 INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS FOTOVOLTAICOS

La finalización de la implementación consiste en la colocación de las estructuras, los paneles, las cajas de strings y los inversores según el diseño, así como el conexionado de estos equipos y de los de protección y monitorización para poder comenzar la explotación del parque solar.

6.8 CRONOLOGÍA DE IMPLEMENTACIÓN

A continuación, se muestran las duraciones aproximadas de los procesos anteriormente mencionados:

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
Adquisición de Permisos y licencias	■	■							
Adecuación del terreno			■						
Excavación de zanjas			■	■					
Cimentaciones			■						
Vallado, Viales y drenajes			■	■					
Montaje y Colocación Estructuras Soporte					■	■			
Colocación Módulos Fotovoltaicos						■	■		
Colocación de Cajas de Strings							■		
Colocación de Inversores							■		
Interconexión								■	■

Tabla 8: Cronología del plan de implementación

Capítulo 7. ANÁLISIS FINANCIERO

Finalmente, es importante asegurar la viabilidad económica del proyecto para demostrar que estos tipos de proyectos no son atractivos solamente desde el punto de vista de la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático, sino que también son interesantes debido a los beneficios económicos asociados. Después de definir costes, financiación y otros parámetros relevantes como la duración del proyecto o la tasa de descuento, se podrá determinar el valor actual neto del proyecto, la tasa interna de retorno o el periodo de recuperación de la inversión.

Este análisis servirá también para comparar, a través del LCOE (coste normalizado de energía), el diseño de este proyecto con los estándares de esta tecnología y encontrar posibles mejoras para proyectos futuros.

7.1 COSTES

En este proyecto hay costes de inversión inicial (CAPEX) y los costes anuales asociados a la explotación del parque fotovoltaico (OPEX).

7.1.1 CAPEX

Estos costes se refieren a la inversión inicial en los que se incluyen los costes materiales de los equipos fotovoltaicos, los cableados de conexión y el resto de los componentes mencionados en el Capítulo 5: Diseño del parque fotovoltaico, así como los materiales de construcción y seguridad y la mano de obra de construcción, instalación e interconexión de todos los equipos mencionados en el Capítulo 6: Implementación.

Todos los precios han sido obtenidos de diferentes páginas web que se pueden encontrar en Referencias.

A continuación, se resumen en la Tabla 99 todos los costes de inversión inicial:

Componente	Unidad	Precio/Unidad	# unidades	Coste Total
Modulos	Unidad	83,40 €	6.120	510.408 €
Inversores	Unidad	288.000,00 €	4	1.152.000 €
Soportes	Unidad	248,00 €	2.040	505.920 €
Cajas de Strings	Unidad	79,00 €	130	10.270 €
Cable CC string- Stbox	Metro	1,35 €	119.600	160.862 €
Cable CC string-inversor	Metro	16,25 €	26.000	422.500 €
Cable AC Inversor	Metro	13,18 €	6.400	84.352 €
Estación Meteorologica	Unidad	2.742,00 €	1	2.742 €
PLCs	Unidad	138,00 €	146	20.148 €
Monitorizacion Stbox	Unidad	110,00 €	130	14.300 €
SCADA	kWp	0,50 €	3.672	1.836 €
Protecciones CC	Unidad			- €
Protecciones AC	Unidad			- €
Pararrayos	Unidad	1.414,00 €	7	9.898 €
Puesta a Tierra	Metro	4,17 €	1630	6.797 €
Vallado	Metro	3,30 €	707	2.333 €
Cimentación	Metro Cúbico	50,00 €	275,5	13.775 €
Puerta de acceso	Unidad	330,00 €	1	330 €
Equipo de Obra	Unidad	31.680,00 €	10	316.800 €
Ingeniería y licencias				226.469 €
Total				3.461.740 €

Tabla 9: Costes de inversión inicial desglosados (datos: [40], [41], [42], [43], [44] [45], [46], [47], [48], [49], [50], [51], [52], [53], [54], [55])

Cabe destacar que el equipo de obra se supone que podrá llevar a cabo todos los procesos del plan de implementación y el coste corresponde al salario de los 9 meses de 10 trabajadores. Adicionalmente los costes ingeniería y licencias se han calculado como el 7 % del resto de los costes de inversión iniciales siguiendo un modelo para el cálculo de LCOE [56].

7.1.2 OPEX

Con respecto a los gastos que se repiten anualmente para el correcto funcionamiento del parque fotovoltaico, se deben tener en cuenta:

- Alquiler del terreno: Es muy común la práctica de alquilar el terreno en vez de adquirirlo. De acuerdo con la referencia [57], terrenos con radiación solar similar a la del terreno seleccionado se puede arrendar por precios que empiezan en 1.300€/ha/año hasta llegar a 1.800 €/ha/año. En este caso se usará 1.800€/ha/año
- Mantenimiento: Se refiere a los costes de recambios, reparaciones, limpieza y todos los gastos asociados asegurar el mayor rendimiento posible. Se ha calculado como el 1% de los gastos de inversión iniciales siguiendo las estimaciones del modelo de estimación del LCOE anteriormente mencionado [56] .
- Licencia de software: Gastos anuales en el software de monitorización. El software de solytic [50], tiene un precio de 0,02 €/ kWp/mes.
- Seguros: Gastos de cobertura y protección con respecto a riesgos. Estos gastos deben ser determinadas por las empresas aseguradoras. Sin embargo, como aproximación se ha utilizado 1.500 €/MWp siguiendo el estudio de energía.es para un proyecto de dimensiones parecidas a este [58].

Cabe destacar que estos gastos a diferencia de los gastos de inversión inicial no son exactos sino estimaciones dado que estos gastos son muy dependientes del desarrollo del proyecto. Adicionalmente se supondrá que estos costes aumentaran con una inflación del 1,2% durante la duración completa del proyecto.

La Tabla 10 resume los gastos anteriormente descritos:

Elemento	Coste
Alquiler	4.140 €
Mantenimiento	34.617 €
Software	881 €
Seguros	5.508 €
Total	45.147 €

Tabla 10: Gastos operacionales del parque fotovoltaico

7.1.3 DURACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto tendrá una duración de 25 años. Esto se debe principalmente a que el fabricante de los módulos solares garantiza eficiencias hasta esa duración.

7.1.4 FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Si bien es cierto que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico destinó 600 millones en 2023 para Acuamed para poder construir plantas desalinizadoras alimentadas por parques fotovoltaicos [59], se considerará que esto no incluye la construcción de parques fotovoltaicos para plantas desaladoras existentes, y por tanto estos fondos no estarán disponibles. Se considerará a Acuamed como una empresa iniciando un proyecto independiente de generación para autoconsumo.

En el Real Decreto 477/2021 se describen el programa de incentivos y subvenciones ligado a los proyectos de autoconsumo, y para un proyecto como este se puede aplicar para una subvención de entre 460 – 1.188 €/ kWp (o entre 15-45% sobre coste subvencionable) [2]. Dadas las necesidades de luchar contra la sequía se considerará un porcentaje un poco mayor al mínimo (25%).

En segundo lugar, para la financiación se adquirió deuda correspondiente al 60% del valor restante por abonar (1.557.783 €), con pago único a los 10 años y un interés anual del 5%.

Finalmente, los fondos restantes (1.038.522 €) se abonarán por parte de Acuamed.

A continuación, se resume la financiación del proyecto en una tabla:

Funding	
Inversión Total	3.461.740 €
Subsidios (25%)	865.435 €
Importe Restante	2.596.305 €
Deuda (60%)	1.557.783 €
Capital Propio	1.038.522 €

Tabla 11: Financiación del proyecto

7.1.5 INGRESOS

Los ingresos de este proyecto se deben a los ahorros de compra de electricidad debido a el proyecto, por lo que es importante la determinación de las producciones anuales y el coste de adquisición de electricidad. En primer lugar, se determinaron las producciones anuales añadiendo la perdida de rendimiento del 0,4% anual durante los 25 primeros años que se encuentran especificada en la ficha técnica del módulo fotovoltaico:

Año	Producción (MWh)	Año	Producción (MWh)
1	5.635,7	14	5.349,5
2	5.613,1	15	5.328,1
3	5.590,7	16	5.306,8
4	5.568,3	17	5.285,6
5	5.546,0	18	5.264,5
6	5.523,9	19	5.243,4
7	5.501,8	20	5.222,4
8	5.479,8	21	5.201,5
9	5.457,8	22	5.180,7
10	5.436,0	23	5.160,0
11	5.414,3	24	5.139,4
12	5.392,6	25	5.118,8
13	5.371,0		

Tabla 12: Producciones anuales del proyecto

Respecto al precio que se va a utilizar se ha utilizado el contrato de electricidad de 2019 donde por 77 millones de euros [60] se consumieron 958 GWh [61], lo que da un precio de 80,4 €/MWh. Para tener en cuenta avances y la mayor integración durante los últimos 5 años, se considerará que próximos contratos podrían ser un 20% más baratos. Con esto el precio de la electricidad utilizado es 64,3 €/MWh.

7.1.6 WACC

Para determinar tanto el valor actual neto como el LCOE, se debe utilizar una tasa de descuento y en el caso del LCOE se usará el WACC para tener en cuenta la gran parte de la deuda que se ha usado. La fórmula es la siguiente:

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

Donde:

- K_e : Coste del capital propio. Se utilizará 10 %, siendo este el valor que se estima a proyectos comerciales en España en 2025 en un estudio de BloombergNEF [62].
- E : Porcentaje de la inversión proveniente de capital propio, 40% en este caso.
- D : Porcentaje de la inversión proveniente de la deuda, 60% en este caso.
- K_d : Coste de la deuda. Se utilizará el 5% que se ha estipulado como interés anual.
- T : Impuesto sobre sociedades. Se utilizará 28%.

Con todo esto, el WACC resulta 6,16%.

7.1.7 LCOE

Con todos los cálculos anteriores se puede determinar el coste normalizado de la energía para poder comparar el diseño y la estructura de costes con los estándares mundiales. La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), recoge en uno de sus informes un estudio y comparación de los costes de las diferentes energías renovables:

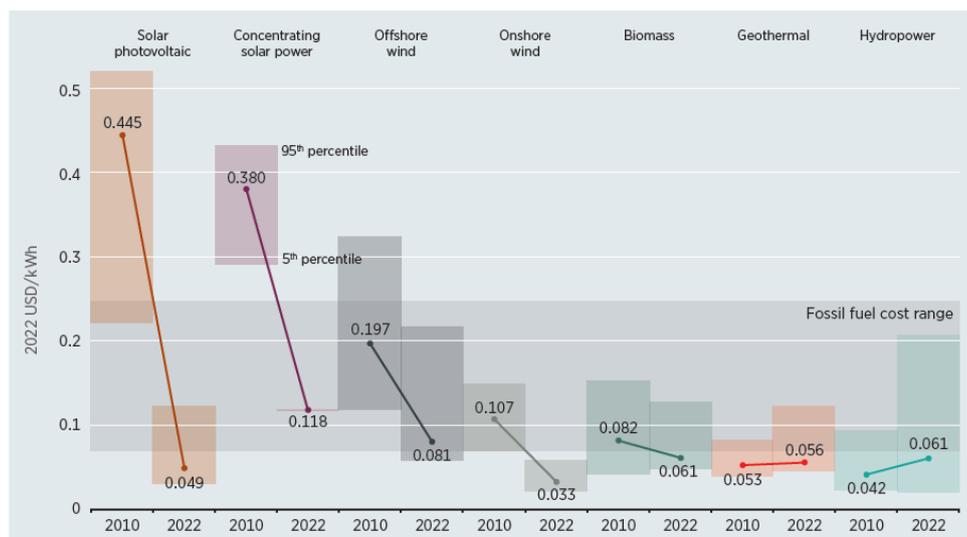


Gráfico 11: Evolución de los costes normalizados de la energía de diferentes energías renovables [63]

En el Gráfico 112, se puede observar cómo ha decrecido el precio de todas las energías renovables y en el caso de la energía solar fotovoltaica ha decrecido hasta los 49 USD/MWh. Cabe destacar que ese valor es una media mundial, y el caso específico de España podría ser menor. A continuación, se muestra la fórmula del LCOE:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^{25} \frac{OPEX_t}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{Producción_t}{(1+WACC)^t}}$$

Siguiendo la fórmula anterior y utilizando como CAPEX la inversión restante después del subsidio, el LCOE resulta en 47,2 €/MWh. Este valor significaría que el diseño y la financiación han sido seleccionada de acuerdo con los estándares actuales.

7.1.8 VAN, TIR Y PERIODO DE RECUPERACIÓN

Para evaluar los proyectos desde el punto de vista económico existen varias herramientas y en este caso se utilizarán el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión, que utilizan los flujos de caja, que pueden ser observados en el ANEXO IV: Flujos de Caja. Para obtener los flujos de caja, se han utilizado los siguientes parámetros:

- El precio de la luz se ha mantenido constante a 63,4€/MWh durante los 25 años.
- Amortización lineal de los materiales a 25 años con valor residual de 0.
- Inflación de 1,2% anual.
- Impuesto sobre sociedades de 28%.

Y con esos valores producen los siguientes resultados:

- VAN: Se obtiene sumando flujos de caja operativos descontados con la tasa de descuento y restando la inversión inicial. Refiriéndose al capital propio con la tasa de descuento de 10%, se obtiene un VAN de 441.495 € y el hecho de que este valor sea positivo significa una creación de valor económico.

- TIR: Se refiere a la tasa de descuento para la cual el VAN obtenido sería 0. En este caso es 15% para el capital propio, lo que indica que la rentabilidad del proyecto es mayor de lo estimado.
- Periodo de retorno de la inversión: Se refiere a los años necesarios para la recuperación de la inversión inicial a través de los flujos de caja. Para el capital propio se requieren 7,21 años y teniendo en cuenta que el proyecto dura 25 años, es un resultado positivo.

En el caso de no utilizar deuda, el TIR sería 9,2% (un 40% inferior), y un periodo de recuperación de 10 años.

7.1.9 ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

Un aspecto importante por mencionar es que se espera que la integración de las tecnologías de energías renovables aumente considerablemente, desde unos 507 GW en 2023 hasta superar los 900 GW en 2028 según la Agencia Internacional de Energía [7], y producir hasta un 40% de la demanda, lo que podría conllevar una disminución de precios considerable año a año.

Renewable electricity capacity additions by technology and segment

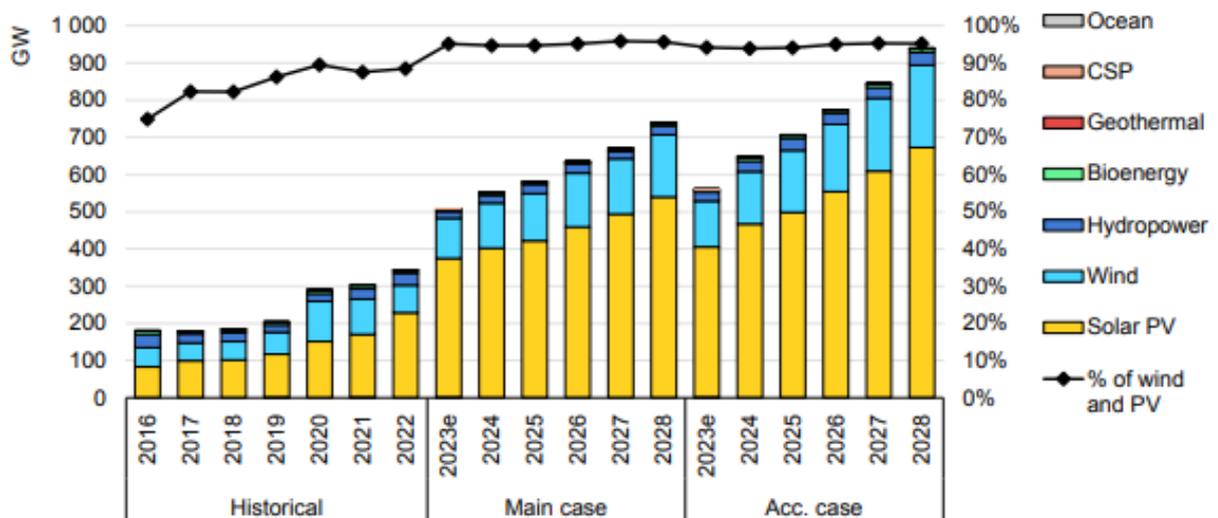


Gráfico 12: Evolución de la capacidad renovable [7]

Es por esto por lo que es importante determinar cómo variarían los resultados con los cambios en los precios de la electricidad. Para ello se ha hecho un estudio de sensibilidad en el que se establece un porcentaje de disminución anual del precio de la luz y se observan los resultados para encontrar los casos límites en los cuales el proyecto no sería económicamente viable. La Tabla 133 muestra los resultados obtenidos:

Estudio de Sensibilidad			
Δ Precio anual	VAN (r=10%)	TIR	Periodo de Retorno [años]
0	441.495 €	15,0%	7,21
-0,50%	346.523 €	14,2%	7,64
-1,00%	257.078 €	13,2%	8,1
-2,00%	93.283 €	11,3%	9,16
-2,63%	162 €	10,0%	9,95
-3,00%	- 52.600 €	9,2%	10,47
-5,00%	- 299.616 €	4,7%	14,45

Tabla 13: Estudio de sensibilidad

Como se puede observar, con una tasa de descuento del 10%, el proyecto dejaría de ser económicamente viable a partir de que el precio se redujese más de un 2,63% anualmente, llegando el precio de la electricidad a 33 €/MWh de media anual. Cabe destacar si la integración fuera capaz de reducir de tal manera los precios, es asumible que las tasas de descuento decrezcan también dado que la sensación de riesgo sería menor.

Capítulo 8. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Este proyecto no es solo interesante para Acuamed por la reducción de gastos y emisiones asociados, sino que también es un proyecto que favorece a la sociedad en general, ya que se trata de un proyecto que se alinea con varios de los objetivos de desarrollo sostenible establecidos por las Naciones Unidas. Estos objetivos con los que el proyecto se alinea son:

- Objetivo 6: “Garantizar la disponibilidad de agua y su gestión sostenible y el saneamiento para todos”, y más específicamente con la meta 6.4. “De aquí a 2030, aumentar considerablemente el uso eficiente de los recursos hídricos en todos los sectores y asegurar la sostenibilidad de la extracción y el abastecimiento de agua dulce para hacer frente a la escasez de agua y reducir considerablemente el número de personas que sufren falta de agua” [64]. Este proyecto se alinea con este objetivo dado que permite reducir el coste del agua, además de reducir las emisiones, haciendo todo el proceso de desalación más sostenible.
- Objetivo 7: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna” y más específicamente con la meta 7.2 “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas” [64]. Siendo el tema de este proyecto la incorporación de autoconsumo renovable a una planta desaladora.
- Objetivo 9: “Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación” [64]. Ya que la industria de desalación requiere de proyectos de esta índole para ser más sostenible.
- Objetivo 13: “Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos” [64]. Como ya se ha comentado este proyecto busca la reducción de emisiones también para combatir el cambio climático.

Capítulo 9. CONCLUSIONES

Este proyecto se definió con la intención de diseñar un parque solar para una desaladora, para ayudar en los problemas de sequía que sufre España, así como para reducir las emisiones de un sector que es tan intensivo en lo referente a la electricidad requerida.

Una vez se hizo la elección de diseñar el parque fotovoltaico para la planta desaladora de Sagunto, se procedió a definir los todos los elementos pertinentes del parque teniendo en cuenta los objetivos definidos y las limitaciones del espacio disponible.

El diseño final utiliza 6.120 módulos de 600W cada uno sobre estructuras fijas. Los módulos usan 2 orientaciones diferentes para asegurar una mejor organización, aunque ambas orientaciones usan una inclinación de 38° con respecto al suelo. Adicionalmente se utilizan 4 inversores iguales de 900 kW de potencia en alterna, capaz de elevar la tensión de salida a 20 kV, que es la tensión de operación de la planta desaladora, lo que evitó la necesidad de un centro de transformación para elevar la tensión. Adicionalmente se hizo selección de otros elementos como cajas de strings, secciones de cables, sistemas de monitorización y protecciones para completar el diseño. Y con la asistencia de PVsyst, se evaluó el diseño. La simulación mostró que hay aspectos que se pueden mejorar como por ejemplo las grandes pérdidas por sombreado (12%).

Con el diseño definido se obtuvo un parque de 3.672 kW de potencia pico, capaz de generar 5.635 MWh el primer año y que permite evitar 8987 toneladas de CO₂ equivalente.

Este parque requiere de una inversión inicial de 3,4 millones de euros y unos gastos anuales de 45 mil euros. Si se obtiene un subsidio del 25% y se financia 60 % de lo restante con un préstamo de pago único a los 10 años, se puede obtener con una tasa de descuento del 10% un VAN de 441 mil euros, una TIR del 15% y un periodo de recuperación de algo más de 8 años. Si bien este diseño ha cumplido el objetivo de generación, a la vez que asegura la viabilidad económica, y aunque no sea el diseño óptimo, el LCOE de 47 €/MWh indica que se encuentra dentro de los estándares.

El proyecto desarrollado por tanto cumple con los objetivos y puede servir guía para futuros proyectos de características similares.

Futuros trabajos podrían incluir la optimización del diseño a través de experimentación con otras tecnologías para reducir las pérdidas y aumentar la eficiencia energética, o el estudio de la integración de tecnologías de almacenamiento y la ampliación del parque solar en ubicaciones cercanas.

Capítulo 10. REFERENCIAS

- [1] Asociación Española de Desalación y Reutilización, «Mejora de la eficiencia energética en la desalación,» 5 Marzo 2019.
- [2] Agencia Estatal, «Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo y al almacenamiento, co,» Boletín Oficial del Estado, 2021.
- [3] Red Eléctrica, «Potencia instalada, solar fotovoltaica,» Red Eléctrica, 2024.
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Emisiones de Gases de Efecto Invernadero,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023.
- [5] Red Eléctrica, «Informe del Sistema Eléctrico,» Red Eléctrica, 2023.
- [6] Unión Española Fotovoltaica, «España se consolida como gran potencia fotovoltaica mundial, ocupando el cuarto ranking global de países con mayor potencia fotovoltaica instalada,» *Unión Española Fotovoltaica*, 2023.
- [7] International Energy Agency, «Renewables 2023,» International Energy Agency, 2024.
- [8] World Wildlife Fund, «España se seca: la Península Ibérica es la región europea que sufrirá una mayor desertificación,» *Noticias*, 16 Junio 2022.

- [9] Instituto Nacional de Estadística, «Estadística sobre el Suministro y Saneamiento del Agua Año 2020,» 2022.
- [10] Indiana Office of Energy Development, «Fuel Facts: Solar Energy,» Indiana Office of Energy Development, [En línea]. Available: <https://www.in.gov/oed/about-oed/newsroom/fact-sheets/fuel-facts-solar-energy/#:~:text=Did%20You%20Know%3F,at%20an%20all%2Dtime%20high..>
- [11] pveducation, «Formación de la unión-PN,» pveducation, [En línea]. Available: <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/dispositivos-semiconductores/formaci%C3%B3n-de-la-uni%C3%B3n-pn>.
- [12] hyperphysics, «Unión P-N,» hyperphysics, [En línea]. Available: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Solids/pnjun.html>.
- [13] Ecoinventos, «Células solares fotovoltaicas: qué son y cómo funcionan,» *Ecoinventos*, 4 Septiembre 2022.
- [14] EnergíasRenovablesinfo, «Tipos de paneles fotovoltaicos,» *EnergíasRenovablesinfo*, 15 Noviembre 2014.
- [15] C. Sánchez, «¿Qué es una célula solar de perovskita?,» *Master en Energia Solar Fotovoltaica UPM*.
- [16] Iberdrola, «Paneles bifaciales: ¿Qué los hace diferentes?,» Iberdrola, [En línea]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/paneles-solares-bifaciales>.
- [17] Axial, «Estructuras Fijas,» Axial, [En línea]. Available: <https://www.axialstructural.com/estructuras-fijas>.

- [18] Repsol, «Innovación bajo el sol,» Repsol, 15 Septiembre 2023. [En línea]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/seguidores-solares/index.cshtml>.
- [19] blogsudima, «Seguidor solar: ¿qué es y para qué sirve?,» *blogsudima*, 2 Febrero 2021.
- [20] C. Gallegos, «Así es el mapa de las principales desaladoras de España: las plantas clave para suministrar agua en medio de la sequía,» *elEconomista.es*, 6 Febrero 2024.
- [21] Generalitat de Catalunya, «Desaladora del Llobregat. Generalitat de Cataluña,» Generalitat de Catalunya, [En línea]. Available: <https://www.gencat.cat/especial/prat/cas/consum.htm>. [Último acceso: 3 Junio 2024].
- [22] E. Bolland, «Protestas contra la fotovoltaica que suministrará energía a la desaladora de Torrevieja,» *La Vanguardia*, 7 Mayo 2024.
- [23] (. Rojas, «Carlos Mazón, "claramente en contra" de la planta fotovoltaica para la desaladora de Torrevieja,» *ValenciaPlaza*, 18 Mayo 2024.
- [24] P. Sánchez, «Nuevo autoconsumo fotovoltaico flotante para desalación y bombeo solar,» *pv magazine*, 17 Noviembre 2022.
- [25] I. Oria, «Águilas cubre su desaladora de placas solares flotantes,» *elEconomista.es*, 2022 Diciembre 2022.
- [26] acuaMed, «Desaladora en Balerna. Campo de Dalías,» acuaMed, [En línea]. Available: <https://www.acuamed.es/es/actuacion/desaladora-en-balerna-campo-de-dalias>. [Último acceso: 3 Junio 2024].
- [27] vivaSevilla, «Acuamed encarga la redacción para alimentar con energía la desaladora del Campo de Dalías,» *vivaSevilla*, 26 Septiembre 2023.

- [28] P. Sánchez, «Entra en operación la desaladora solar completa de Taweelah, de Coxabengoa,» *pv magazine*, 22 Marzo 2024.
- [29] J. A. Roca, «Comienza a operar en Abu Dhabi la desalinizadora ‘solar’ más grande del mundo,» *el periodico de la energía*, 25 Junio 2022.
- [30] iagua, «En marcha Jubail 3A, la primera gran desaladora del mundo alimentada con energía renovable,» *iagua*, 12 Abril 2023.
- [31] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020.
- [32] A. Sánchez, «El mapa de la desalinización en España: una hilera por toda la costa mediterránea... pero solo tres plantas en Cataluña,» *20 minutos*, 18 Febrero 2024.
- [33] S. Soto, «¿En qué zona del mapa de radiación de España está mi provincia?,» *Roams*, 10 Junio 2024.
- [34] Asociación Española de desalación y reutilización, «Grandes plantas desaladoras de agua salobre en España – 2024,» Asociación Española de desalación y reutilización, 22 Febrero 2024. [En línea]. Available: <https://aedyr.com/plantas-desaladoras-agua-salobre-espana/>. [Último acceso: 10 Junio 2024].
- [35] AcuaMed, «Planta desaladora de Sagunto-Principales aportaciones de la planta,» AcuaMed, 2009.
- [36] AcuaMed, «Memoria de Actividades 2022,» AcuaMed, 2023.
- [37] I. Moreno, «Así trabajará la desaladora de Sagunto para abastecer de agua a Cataluña,» *COPE Valencia*, 5 Febrero 2024.

- [38] Ayuntamiento de Sagunto, «Plan General de Ordenación de Sagunto,» Ayuntamiento de Sagunto, 1997.
- [39] Red Eléctrica, «Datos Generación,» Red Eléctrica, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>.
- [40] enfsolar, «Hi-MO X6 Scientist LR5-72HTH 590-600M HPBC+ cell,» enfsolar, [En línea]. Available: <https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/58840>.
- [41] Power Electronics, «Tarifa Oficial 2012,» Power Electronics, Abril 2012. [En línea]. Available: <https://www.importsunpv.com/contenido/FREESUN%20precios.pdf>.
- [42] rebacas, «Estructura regulable 1 panel solar (30-50°) suelo 14.1V,» rebacas, [En línea]. Available: <https://www.rebacas.com/estructuras-paneles-solares/1366-estructura-regulable-1-panel-solar-30-50-suelo.html>.
- [43] alibaba, «USFULL Top Quality DC 1000V 1500V 2 4 5 6 8 10 12 16 24 Ways String Solar PV Combiner Box 6 In 1 Out for Energy Storage System,» alibaba, [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/USFULL-Top-Quality-DC-1000V-1500V_1600559189879.html?spm=a2700.7724857.0.0.473919b8WoyXeu.
- [44] elalmacenfotovoltaiico.com, «Rollo de 200 metros de cable solar H1Z2Z2-K 1500V de 6mm², color de cubierta Rojo. Leader,» elalmacenfotovoltaiico.com, [En línea]. Available: https://elalmacenfotovoltaiico.com/es/accesorios-y-componentes/954-rollo-200-metros-cable-solar-6mm-rojo-h1z2z2-k-1500v-leader.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwnK60BhA9EiwAmpHZwySa7U-PYnZ5h9CJ71GGRDJzQWcqV-R9ggB2BxXGxJAKjpCmXdgnbRoCU4sQAvD_BwE.
- [45] ilumitec, «Cable flexible 1x95 mm² RZ1-K 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE,» ilumitec, [En línea]. Available: <https://www.ilumitec.es/cable-unipolar->

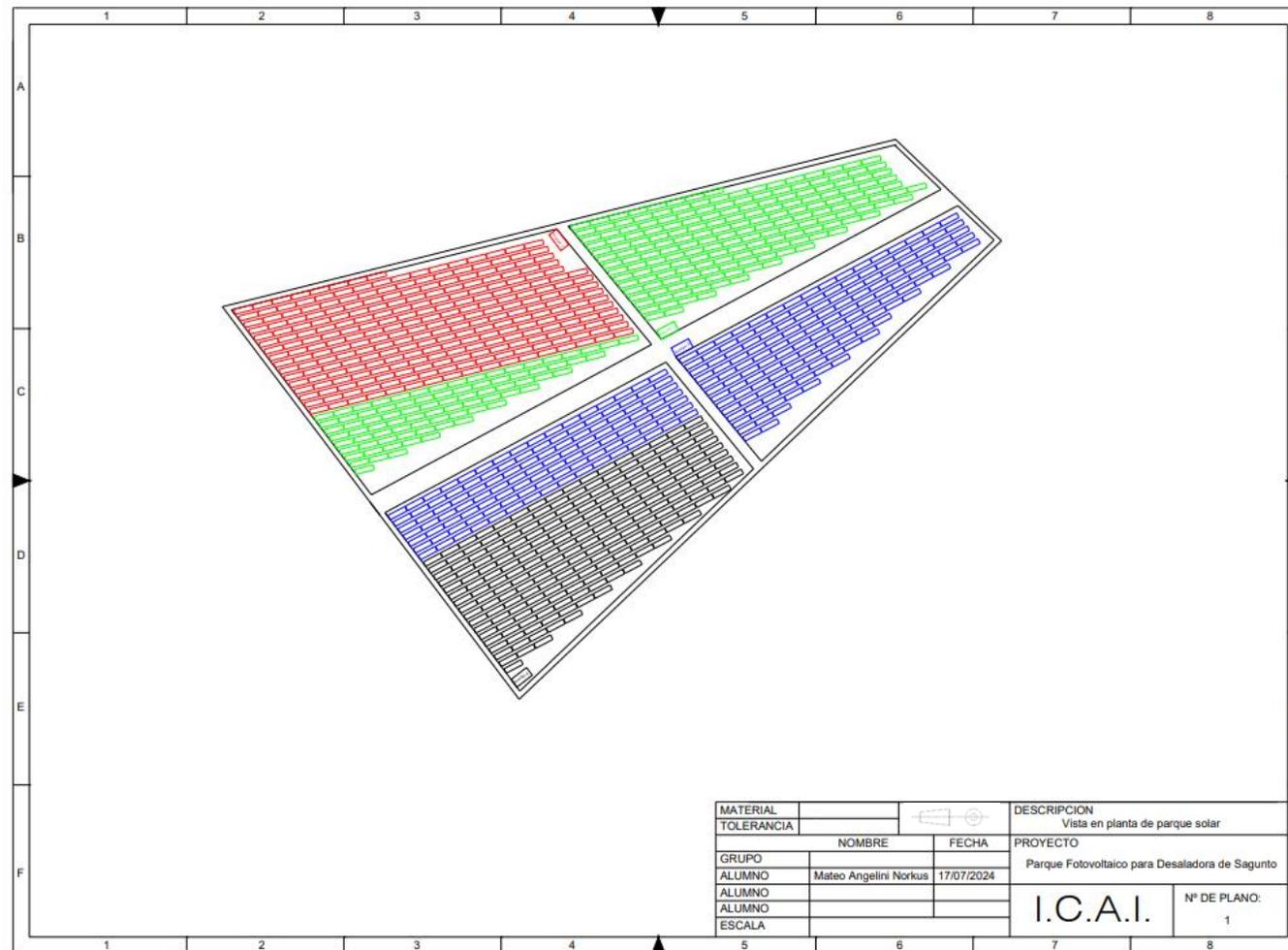
libre-halogenos-95-mm2-rz1k?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjw-
ai0BhDPArisAB6hmP5tsb6-
q8iXnzJ5DGE3XfM_jV73QOEfcaisVkuxhwxnXf8qmLCz0VQaAj0HEALw_wcB.

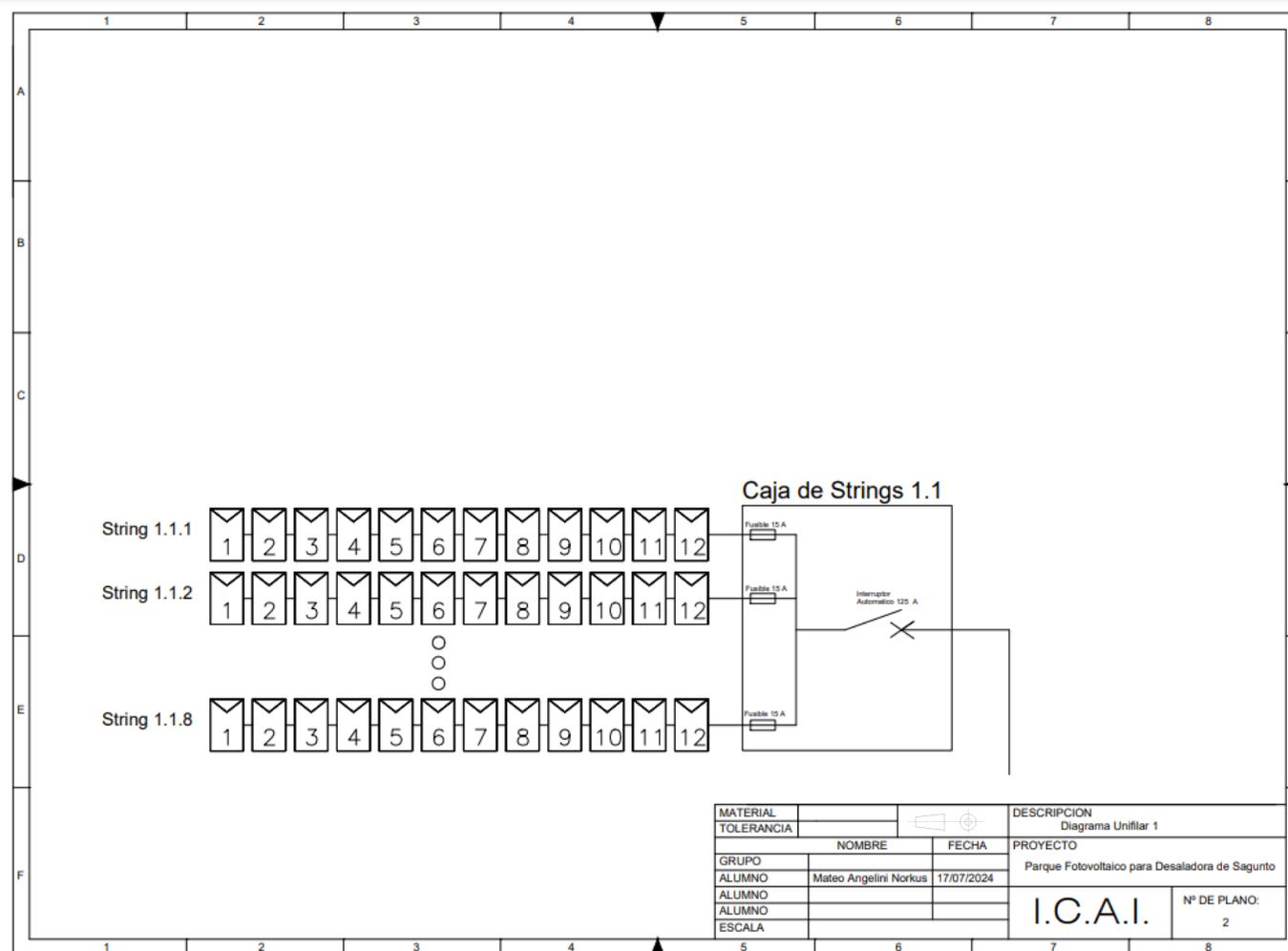
- [46] generador de precios.españa, [En línea]. Available: https://generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Cables/IEH020_Cable_electrico_para_media_tension_c7_0_1c3_0_1c4_0.html.
- [47] aliexpress, «LORA LORAWAN GPRS 4G WIFI RS485 MODBUS estación meteorológica SOLAR para PANEL SOLAR granja de energía,» aliexpress, [En línea]. Available: https://es.aliexpress.com/item/1005005015680070.html?spm=a2g0o.productlist.main.1.3a06LpywLpywxU&algo_pvid=ee9459ed-549b-4c7e-9439-86806db0fe4a&algo_exp_id=ee9459ed-549b-4c7e-9439-86806db0fe4a-0&pdp_npi=4%40dis%21EUR%212742.05%212742.05%21%21%212896.74%21.
- [48] rs, «Módulo lógico RS PRO, 12 → 24 V dc, 8 entradas tipo Analogue, Digital, 4 salidas tipo Digital, Relay,» rs, [En línea]. Available: <https://es.rs-online.com/web/p/controladores-plcs-y-automatas/9176370>.
- [49] Voltacon Solar, «Solar PV String Digital Monitoring System,» Voltacon, [En línea]. Available: <https://voltaconsolar.com/products/solar-pv-string-digital-monitoring-system?variant=48113705025870>.
- [50] Solytic, «Prices,» Solytic, [En línea]. Available: <https://www.solytic.com/pricing/>.
- [51] OrbitaDigital, «DAT CONTROLER® PLUS 15 AT-1515 Pararrayos con dispositivo de cebado (Δt 15 μ s),» OrbitaDigital, [En línea]. Available: <https://www.orbitadigital.com/es/electricidad/pararrayos/35598-dat-controler-plus-15-at-1515-pararrayos-con-dispositivo-de-cebado-t->

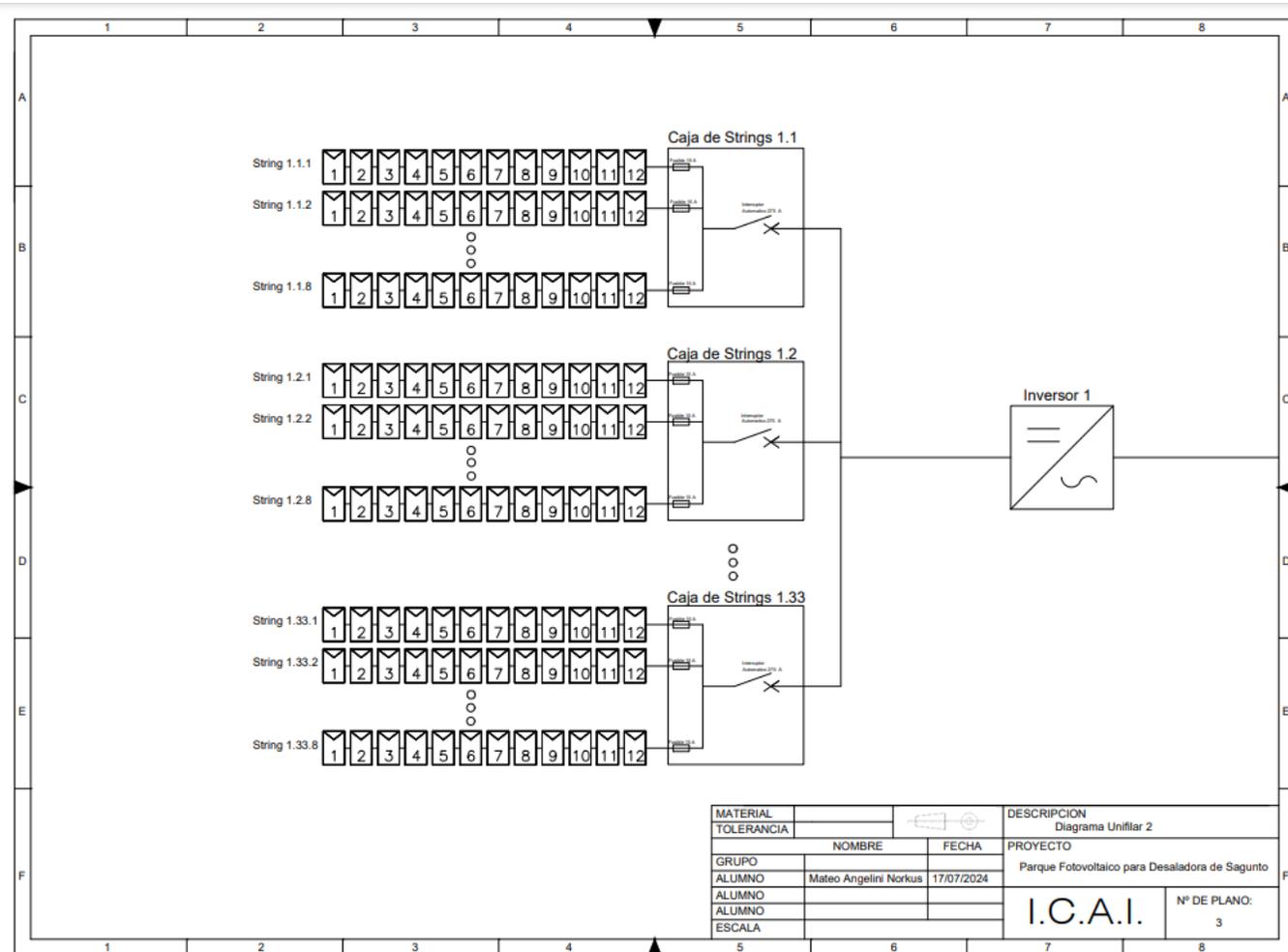
- 15s.html?gad_source=1&gclid=Cj0KCQjwhb60BhClARIsABGGtw8IpfZ6wLBKqO9d84n6POpz9eyZmV_pFkPtSUTmvWbJoTkSQrTn72MaAtE4EALw_wcB.
- [52] luxtock, «CABLE COBRE DESNUDO 35 mm² GENERAL CABLE. CCU35,» luxtock, [En línea]. Available: https://www.luxtock.com/cable-electrico/cable-cobre-desnudo-35-m-m-general-cable-ccu35.html?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwy8i0BhAkEiwAdFaeGLKzFOPwCo81ExDRSE3je6nCNnaypuIeDXYKStrfp-jB_EJvjKMg6BoCTDIQAvD_BwE.
- [53] macro jardín, «Malla simple torsión 2m. de alto 25m. de largo,» macro jardín, [En línea]. Available: https://www.macrojardin.com/ficha.php?Id=426/&gad_source=1&gclid=CjwKCAjwqMO0BhA8EiwAFTLgIPqUZvxXa7TZb3rj93DB07kLuHECp-K2zml_Q9btR6a2R-6KnSIB4BoCAAscQAvD_BwE.
- [54] galistar, «Hormigón y precios m3,» galistar, [En línea]. Available: <https://www.galistar.es/precio-m3-hormigon/>.
- [55] macro jardin, «Puerta vehicular simple torsión 5x2m alto galvanizado,» macro jardín, [En línea]. Available: https://www.macrojardin.com/ficha.php?Id=851/&gad_source=1&gclid=CjwKCAjwqMO0BhA8EiwAFTLgIDXck7rS3sAg3aY7f6d1v8h0GBD8kiO-zuGg4gVonQze6T0QPUSveRoC2O0QAvD_BwE.
- [56] Á. Rodríguez-Martínez, C. Rodríguez-Monroy, M. Martínez-Soto y Y. Núñez-Guerrero, «Modelización Numérica del LCOE para Plantas Fotovoltaicas,» 2021.
- [57] J. R. V. Cebrián, «EXPANSIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS «HUERTOS SOLARES»,» *Negocio Inmobiliario*, 21 Marzo 2021.
- [58] energia.es, «Invertir en energía solar fotovoltaica».

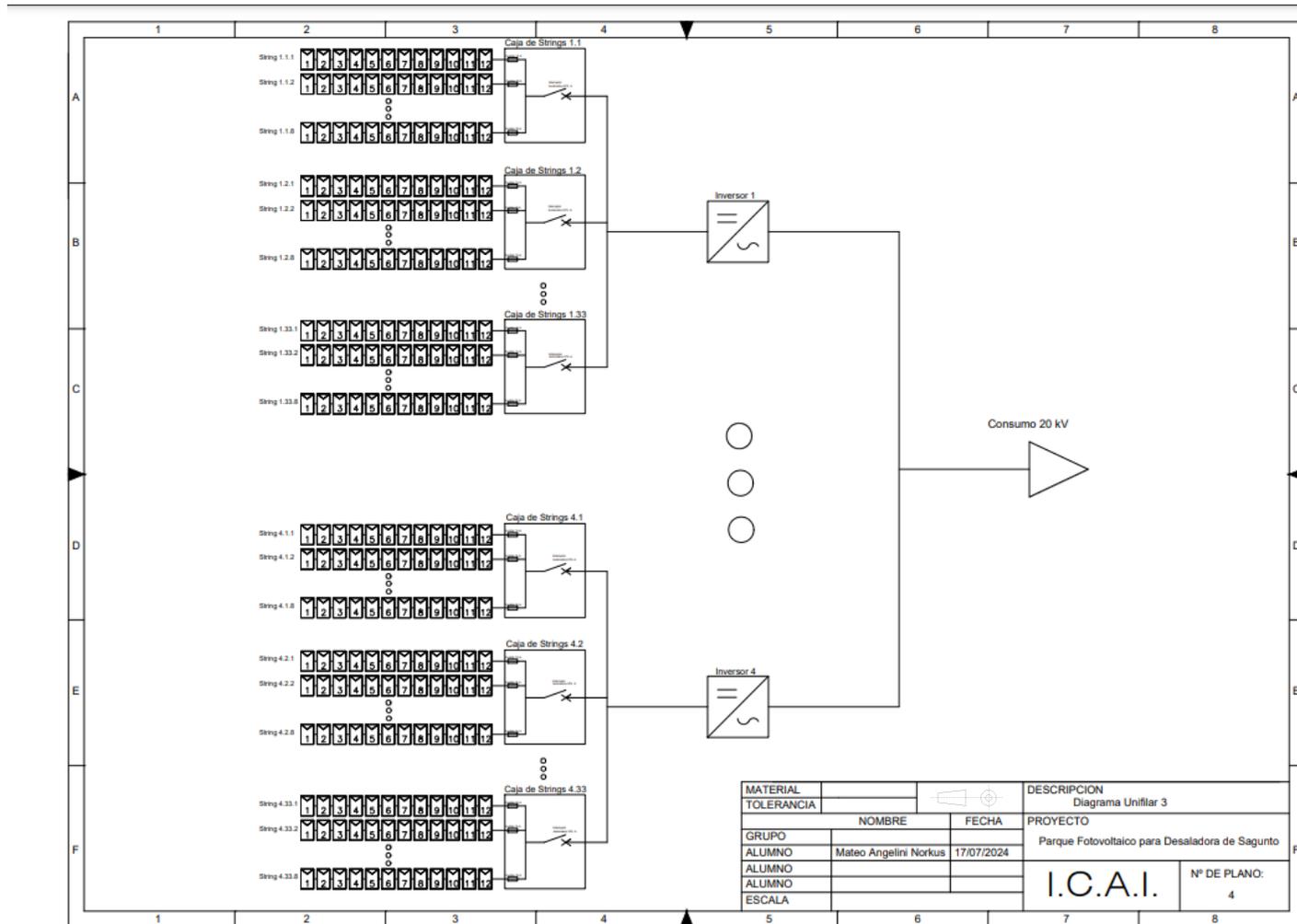
- [59] Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, «El MITECO destina 1.400 millones para afrontar la sequía y aumentar la disponibilidad de agua,» 11 Mayo 2023.
- [60] Acuamed, «Anuncio de adjudicación,» 5 Abril 2018. [En línea]. Available: https://contrataciondelestado.es/wps/wcm/connect/a8664a67-818c-48b2-a081-338e4eb0690c/DOC_CAN_ADJ2018-088528.html?MOD=AJPERES.
- [61] Acuamed, «Memoria de Actividades 19,» 2020.
- [62] BloombergNEF, «Realizing the Potential of Customer-Sited Solar,» 2021.
- [63] IRENA, «Renewable power generation costs in 2022,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.
- [64] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible.,» Naciones Unidas, [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/water-and-sanitation/>.
- [65] G. d. España, «Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09,» Gobierno de España, 2008.

ANEXO I: PLANOS









ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

Módulo fotovoltaico

Hi-MO X6 Scientist

LR5-72HTH
590~600M

- Suitable for Distribution Market
- Simple design embodies modern style
- Highest efficiency with the best energy generation performance
- Better product warranty, better service

15 15-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001:2015: ISO Environment Management System
ISO45001:2018: Occupational Health and Safety
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI

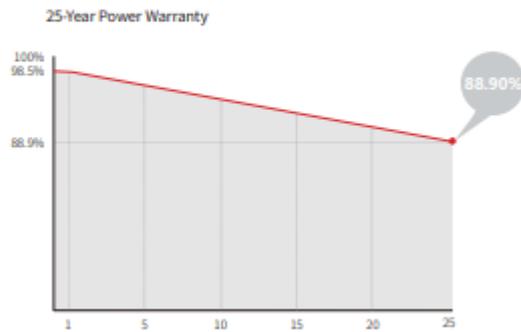


Hi-MO X6 Scientist

LR5-72HTH 590~600M

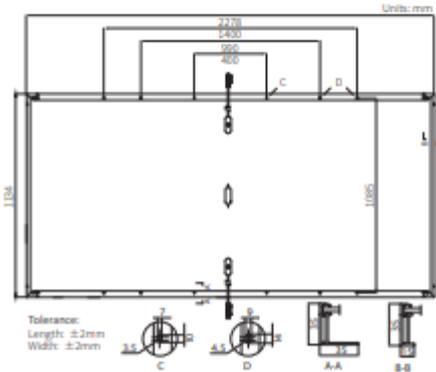
23.2% MAX MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<1.5% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.40% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION
---------------------------------------	--------------------------------	---	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6x24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278x1134x35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for P _{max} : ±3%	
	LRS-72HTH-590M	LRS-72HTH-595M	LRS-72HTH-595M	LRS-72HTH-600M	LRS-72HTH-600M	LRS-72HTH-600M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	590	441	595	445	600	448
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	52.51	49.30	52.66	49.44	52.81	49.58
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	14.33	11.57	14.40	11.63	14.46	11.68
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	44.36	40.48	44.51	40.62	44.66	40.75
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	13.31	10.90	13.37	10.97	13.44	11.00
Module Efficiency(%)	22.8		23.0		23.2	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/JUL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL Type 1 or 2 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.230%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.290%/°C

Inversor



freesun[®]
HES SERIES



POWER ELECTRONICS[®]

FRESUN HES SERIES

POWER ELECTRONICS

3. TECHNICAL CHARACTERISTICS

FRESUN HES SERIES		FRAME 1 - FS		FRAME 2 - FS			FRAME 3 - FS			
		0250OH	0300OH	0400OH	0500OH	0600OH	0700OH	0800OH	0900OH	1000OH
OUTPUT	Nominal AC Output Power (kW)	250	300	400	500	600	700	800	900	1000
	Operating Grid Voltage (VAC) [1]	20kV								
	Operating Range, Grid Frequency	50Hz – 60Hz								
	Voltage Ripple, PV Voltage	< 3%								
	Harmonic Distortion of Grid Current	< 3% at nominal power								
	Power Factor (cosine phi)	0.95 leading ... 0.95 lagging [2]								
INPUT	DC Voltage Range MPP (VDC)	450V – 820V								
	Maximum permissible DC voltage	900V / 1000V Optional								
	Maximum PV Power (kWp) (recommended)	300	360	480	600	720	840	960	1080	1200
	Maximum permissible DC current (A)	600	720	960	1200	1440	1680	1920	2160	2400
	Number of DC connections [3]	12		16	20	24	28	32	36	40
	Recommended cable section (mm²) [4]	95mm² per DC connection								
INVERTER EFFICIENCY	Max. Efficiency PAC, nom (η)	97.9%		97.9%			97.9%			
	Euroeta (η)	97.6%		97.7%			97.8%			
AUXILIARY SUPPLY	Auxiliary Voltage Inverter [5]	3 x 400V, 50 / 60Hz								
	Auxiliary transformer Nominal Power [6]	10KVA								
	Max. Power Consumption	1400W		2760W			4600W			
	Standby Operating Consumption (Pnight)	< approx. 100W		< approx. 200W			< approx. 400W			
MEDIUM VOLTAGE	MV Transformer	250 – 400kVA		400 – 630kVA			800 – 1000kVA			
	MV Transformer Efficiency (max)	99.1%								
	MV Switchgear	2L 1P configuration [7]								
CABINET	Concrete Cabinet Dimensions [WxHxD] mm [8]	5950x3150x2410		7450x3150x2410			5950x3150x2410 [9]			
	Total Weight (Inverter + Concrete) [11]	24t		30t			24t + 20t			
	Fresh Air Consumption	3600m³/h		7200m³/h			12000m³/h			
	Inverter Dimensions [WxHxD] mm [12]	1900x2150x1020		3200x2150x1020			5260x2150x1020			
	Inverter Weight (kg)	1200		2400			4000			
ENVIRONMENT	Protection Rating as per EN 60529	IP54								
	Permissible Ambient Temperature [13]	-20°C ... +50°C								
	Relative Humidity, non-condensing	10% to 95%								
	Max. Altitude (above sea level) [14]	1000m								
CONTROL INTERFACE	Communication	Modbus, CAN, Ethernet (optional GSM / GPRS)								
	Remote Communication	Standard (configuration and monitoring)								
	Digital Inputs	2 programmable inputs. Galvanically isolated.								
	Analogue Inputs	2 programmable and differential inputs								
		Current signal: 0-20mA Voltage signal: full scale configurable (± 10mV to ± 10V)								
	PT100 Input	1 Input								
	String Supervisor Interface	RS485 / Modbus								
	PC or PLC Interface	RS232 / RS485 / USB / Ethernet								
		Modbus Protocol, Modbus TCP								
	Digital Outputs	2 electrically-isolated programmable changeover relays (250VAC, 8A or 30 VDC, 8A)								
	Analogue Outputs	1 Analogue. Output galvanically isolated.								
Redundancy	Supports inverter module faults									
LV Energy measurement (Italy)	Optional device for Italy									

[1] For other output voltages (15kV, 22kV, 24kV, 30kV) consult with Power Electronics.

[2] Ask for other values.

[3] Four inputs per 100kW module.

[4] For copper conductors. The installer must also consider factors such as length of cable for each installation, environmental conditions, aluminium conductors, installation methods and requirements set out in current regulations applicable in the country of installation.

[5] This voltage is coming from one phase of the auxiliary grid.

[6] For higher power consult with Power Electronics.

[7] Two line cells and one protection cell. Ask for different circuits.

[8] Dimensions will depend on the final product configuration.

[9] Inverter concrete cabinet dimensions

[10] Medium voltage concrete cabinet dimensions

[11] 1t=1000kg

[12] Width may vary depending on which options are selected.

[13] In case other temperature range is required, please, contact with Power Electronics.

[14] For higher altitude consult with Power Electronics.

FREESUN HES SERIES		FRAME 1 - FS		FRAME 2 - FS		FRAME 3 - FS				
		02500H	03000H	04000H	05000H	06000H	07000H	08000H	09000H	10000H
PROTECTIONS	Ground Fault Monitoring [15]	Standard built in / Optional configurable.								
	Heating (Anti-condensation)	Standard								
	Power Switch AC Side Inverter	Standard								
	Power Switch DC Side Inverter	Motorized standard built in								
	Overvoltage Protectors AC Inverter	Internal Standard Type II								
	Overvoltage Protectors DC Inverter	Internal Standard Type III								
	Overvoltage Protectors for Auxiliary Supply	Internal Standard Type III								
	Lightning Protections	Optional Type I								
	Metereological Instrumentation	Optional								
STANDARDS	Certification CE	YES								
	Directives	2004/108/CE								
	Safety	EN 62271 – 202, EN 62271 – 200								
	EMC	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4								
	Germany	Designed according to BDEW – MV Guideline								
	Italy	Designed according to CEI 0-16 ^[17]								
	Spain	RD1663, P.O. 12.3 ^[18]								

[15] In cases where the installation has the positive pole or the negative pole earth connected, this protection will be disconnected.

[16] On certification process

[17] For the entire fulfillment of regulation CEI 0-16 it is required to add the following external protection devices approved by ENEL, in the medium voltage side:

- General Protection Device (according to DK 5600)
- Interface Protection Device (according to DK 5740)

The customer is responsible of both the correct selection and installation of these devices.

[18] On process.

Estructuras Soporte



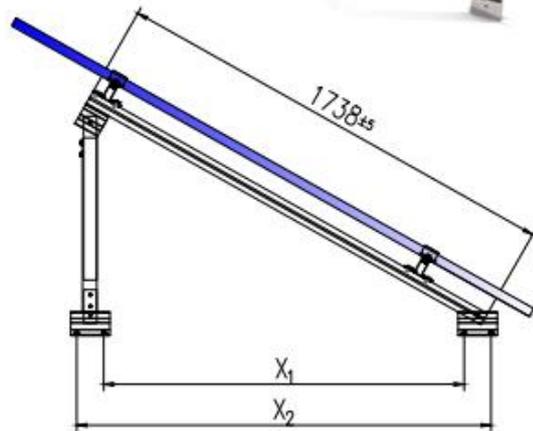
- Soporte inclinado regulable para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado, más robusto, lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Kits disponibles de 1 hasta 3 módulos.
- Inclinación regulable de 30° a 50°

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)
Materiales: Perfiles de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70
Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit
2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

Carga de nieve: 40 kg/m²



Triángulo plegado

Fácil montaje de la inclinación deseada, desde 30° a 50°.



	X ₁	1366
30°	X ₂	1573
	X ₁	1310
35°	X ₂	1517
	X ₁	1228
40°	X ₂	1435
	X ₁	1137
45°	X ₂	1343
	X ₁	1035
50°	X ₂	1242

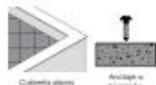
Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

Par de apriete:
Tornillo Pesar 7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
Tornillo M6,3 Hexagonal 10 Nm

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524 CE



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento				
Tamaño del módulo 	1	2	3	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados y utilizar el lastre indicado por el fabricante para cada situación.



Flujo viento - En estructura inclinada.

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

Marcado 
ES19/86524

Cajas de Strings

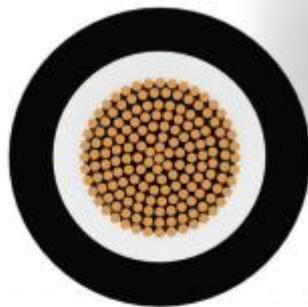
Model (FUCB Series)	MD2/1	MD4/1	MD6/1	MD8/1	MD10/1	MD12/1
Number of DC Inputs	2	4	6	8	10	12
Material of Box	Coated Iron					
Protection Level	IP65					
IK Impact Resistance Class	IK08					
Max. Rated Voltage DC	1000V (Support 1500V)					
DC Fuse	15A (Recommend 15A, support other ampere)					
Fuse Holder	1000V DC 32A					
DC Breaker	32A	63A	100A	125A	150A	200A
Surge Protection DC	Type II, In=20kA, I _{max} =40kA, U _{cpv} =1000VDC					
Over-Voltage Category	Cat III					
Diode for The Function of Anti-Reflux	Built-in					
Connection Type DC Input	PG or MC4 connector, IP68					
Input Cable Size for Negative and Positive	Φ4-8 mm					
Number of DC Outputs	1 (Support customization for multiple outputs number)					
Connection Type DC Output	PG11	PG11	PG13.5	PG19	PG19	PG19
Gland Connectors	Material: Nylon Plastic, Seals: Nitrile Rubber Buna, IP68					
Ambient Temperature Range/Humidity	Temperature: -20°C~ +60°C, Humidity: 0-99%					
Altitude	≤2000m Derating for above 2000m					
Installation	Wall mounting/Padlockable latch					
Optional Customized Service: 1. Support 1500V 2. Support PV MC4 connector 3. Support monitoring function 4. Support installation of DC isolator switch 5. Support 2 input 2 output, 4 input 2 output, etc.						

Cable módulo-caja strings



Cable Solar H1Z22-K 1500V

Cable libre de halógenos para instalaciones
solares fotovoltaicas



Cable Solar HIZ222-K - 1500V



1 Estructura



Sección mm ²	Construcción Sección de cables aislados	Diámetro mm	Aislamiento	Espesor mm		Diámetro mm	Recubrimiento	Espesor mm		Diámetro mm
				Ang.	Ext.			Ang.	Ext.	
1x2,5	49/0,25	2,02	XLPE	0,7	0,53	3,60	XLPE	0,8	0,58	5,4
1x4	58/0,283	2,46		0,7	0,53	3,90		0,8	0,58	5,6
1x6	84/0,283	3,02		0,7	0,53	4,60		0,8	0,58	6,4
1x10	142/0,283	4,00		0,7	0,53	5,80		0,8	0,58	7,8
1x16	228/0,283	5,00		0,7	0,53	7,00		0,8	0,67	9,3

Certificaciones: CE, TUV R60148037, EN 50618, EN 50525, CPR EN50575, EN60332-1, IEC 62930 I3I, IEC 60332-1

La clase del conductor debe ser Clase 5 de acuerdo con IEC 60228.

2 Rendimiento eléctrico

Sección mm ²	1x2,5	1x4	1x6	1x10	1x16
Max. resistencia conducción aT 20°	7,98	5,09	3,39	1,95	1,24
Min. resistencia aislamiento aT 20°	579	579	499	419	339
Max. resistencia conducción aT 90°	0,579	0,579	0,499	0,419	0,339

3 Clasificación actual de temperatura ambiente

Metodo de instalacion de los Conductores (mm ²)	Cable único Entrada libre en el aire	Un solo cable libre en una superficie	Dos cables cargados tocando en una superficie
1x4	55	52	44
1x6	70	67	57
1x10	98	93	79
1x16	132	125	107

Temperatura ambiente: 60°C Max temperatura de conducción: 120°C

4 Rendimiento eléctrico



Elementos prueba		Prueba estándar	
Alargamiento del aislamiento/recubrimiento	Prueba antes del envejecimiento	125%	EN 60811-1-1
Resistencia a la tracción del aislamiento/recubrimiento		8.0Mp	
Alargamiento del aislamiento /recubrimiento	Prueba después del envejecimiento	>70% Fuerza tensil antes del envejecimiento	EN 60811-1-2
Resistencia a la tracción del aislamiento/recubrimiento		>70% Fuerza tensil antes del envejecimiento	
Resistente a la contracción		±2%	EN 60811-503
Resistente a ácidos		EN 60811-2-1	
Resistencia al Ozono		EN50396-8.1.3	
Resistente a los rayos UV		EN50289-4-17	
Fuerza de penetración dinámica		1	
(-40°C, 5h) Impacto a baja temperatura		EN 60811-1-4	
Comportamiento ante el fuego		IEC60332	
Libre de halógenos		EN 50525-1	
Prueba de resistencia técnica		EN60216-1,EN60216-2, T1120	

5 Aplicación

Aplicación	Cableado interno para panel solar y aplicaciones fotovoltaicas
Aprobación	EN 50618
Voltaje nominal	DC1500V
Tensión de prueba	AC 6,5KV, 50Hz 5min
Prueba de tensión continua del aislamiento	1800V, 240h(85°C, 3%NaCl)
Temperatura de trabajo	-40-90°
Temperatura de cortocircuito	250° 5s
Radio de curvatura	6xD
Periodo de vida	≥25años

Cable Caja strings- Inversor

**EXZHELLENT XXI 1000 V
RZ1-K (AS)**



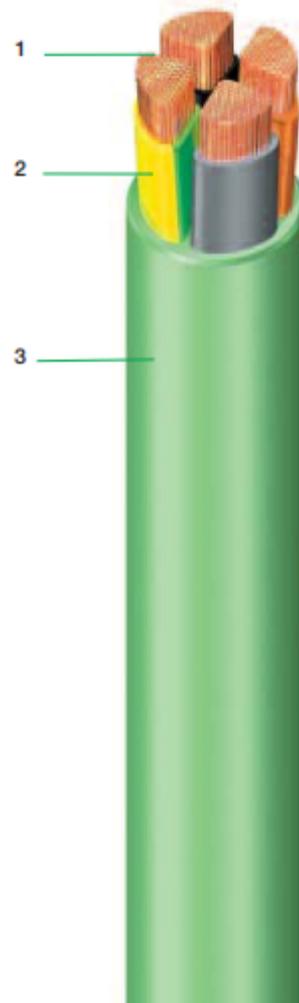
Tensión 0,6/1 kV



NORMAS CONSTRUCTIVAS:	NACIONAL/EUROPEA	INTERNACIONAL
UNE 21123-4	UNE-EN 60332-1-2 UNE-EN 50266-2-4 UNE-EN 50267 UNE-EN 61034-2	IEC 60332-1-2 IEC 60332-3-24 IEC 60754 IEC 61034-2

CONSTRUCCIÓN:

- 1.- **CONDUCTOR:**
Cobre flexible clase 5 para instalación fija (-K).
- 2.- **AISLAMIENTO:**
Poliétileno reticulado (R).
- 3.- **CUBIERTA:**
Polioléfina termoplástica ignífuga, libre de halógenos (Z1).



APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

La serie de cables EXZHELLENT XXI 1000 V, está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000 V, correspondiendo su designación técnica a RZ1-K (AS).

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración **SECTORFLEX**® con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes **ITC-BT-14** y **15**, en los locales de pública concurrencia según **ITC-BT-28**, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.

Los cables EXZHELLENT XXI 1000 V son productos certificados con la marca AENOR.

Es capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40 °C).

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.

EXZHELLENT XXI 1000 V
RZ1-K (AS)



Tensión 0,6/1 kV

CÓDIGO	SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RADIO DE CURVATURA mm	INTENSIDAD		CAIDA DE TENSIÓN	
					AL AIRE ⁽¹⁾ A	ENTERRADA ⁽²⁾ A	COS $\mu = 0,8$ V/A.km	COS $\mu = 1$ V/A.km
1992106	1x1,5	5,7	50	25	21	27	23,65	29,37
1992107	1x2,5	6,1	60	25	29	36	14,24	17,62
1992108	1x4	6,7	75	30	38	46	8,873	10,93
1992109	1x6	7,2	95	30	49	58	5,950	7,288
1992110	1x10	8,2	140	35	68	77	3,484	4,218
1992111	1x16	9,2	195	40	91	100	2,240	2,672
1992112	1x25	10,8	285	45	116	128	1,476	1,723
1992113	1x35	11,9	380	50	144	154	1,073	1,224
1992114	1x50	13,5	520	55	175	183	0,773	0,852
1992115	1x70	15,6	725	65	224	224	0,568	0,601
1992116	1x95	17,4	935	70	271	265	0,449	0,455
1992117	1x120	19,4	1.175	80	314	302	0,368	0,356
1992118	1x150	21,4	1.460	90	363	342	0,311	0,285
1992119	1x185	23,3	1.750	95	415	383	0,270	0,234
1992120	1x240	26,6	2.315	135	490	442	0,223	0,177
1992121	1x300	30,2	2.900	155	563	500	0,193	0,142
1992206	2x1,5	8,6	100	35	24	27	23,61	29,37
1992207	2x2,5	9,4	130	40	33	36	14,20	17,62
1992208	2x4	10,5	170	45	45	46	8,839	10,93
1992209	2x6	11,6	220	50	57	58	5,919	7,288
1992210	2x10	13,5	330	55	79	77	3,458	4,218
1992211	2x16	15,5	470	65	105	100	2,218	2,672
1992212	2x25	18,8	705	75	123	128	1,458	1,723
1992213	2x35	21,8	1.010	90	154	154	1,057	1,224
1998214	2x50	21,6	1.200	90	188	183	0,759	0,852
1998215	2x70	25,1	1.650	125	244	224	0,556	0,601
1998216	2x95	28,0	2.130	140	296	265	0,438	0,455
1998217	2x120	31,5	2.705	160	348	302	0,358	0,356
1998218	2x150	34,8	3.345	175	404	342	0,302	0,285
1998219	2x185	38,0	4.025	190	464	383	0,262	0,234
1998220	2x240	43,5	5.340	220	552	442	0,215	0,177

(1) Intensidades máximas admisibles al aire según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-1 bis, método de instalación E para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura ambiente de 40 °C

(2) Intensidades máximas admisibles enterrado según norma UNE 20460-5-523, tabla A.52-2 bis, método de instalación D para cables multipolares y según norma UNE 211435 para cables unipolares - Temperatura del terreno de 25 °C, profundidad de la instalación 700 mm y resistividad térmica del terreno 1,5 K.m/W

Nota: presentación en bobina. Para presentación en rollos, los códigos empiezan por 1997

Cable Inversor-Consumo

VULPREN® Class
HEPRZ1 AL
12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



class
VULPREN

NORMAS

CONSTRUCCIÓN
IBERDROLA NI 56.43.01
UNE-HD 620-9E

REACCIÓN AL FUEGO
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
NF C 20-453

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000014
Clase F_{ca}

CONSTRUCCIÓN

- 1. CONDUCTOR**
Aluminio de clase 2 según UNE-EN 60228.
- 2. PANTALLA SOBRE CONDUCTOR**
Semicondutor extruido.
- 3. AISLAMIENTO**
Etileno-propileno de alto módulo 105 °C (HEPR).
- 4. PANTALLA SOBRE AISLAMIENTO**
Semicondutor extruido separable en frío.

5. PANTALLA METÁLICA

Hilos de cobre con cinta.

6. CUBIERTA EXTERNA

Polioléfina tipo DMZ1.
Se puede fabricar con clase F_{ca} bajo demanda (cubierta DMZ2).
Color rojo.

APLICACIONES

Puede instalarse al aire, en bandejas o enterrado directamente o bajo tubo.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarr.

Fácil deslizamiento.

Libre de halógenos.

Resistencia a los rayos UVA (HD 605 S3 y UNE 211605).

Temperatura máxima del conductor: 105°C.
Temperatura ambiente mínima de servicio: -25 °C.

CERTIFICACIONES



NORMALIZADO POR

IBERDROLA



DESCÁRGATE LA DOP
(declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DOP 000014

General Cable

A brand of
Prysmian Group

VULPREN® Class

HEPRZ1 AL

12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (I) (mm)	Diámetro nominal exterior (I) (mm)	Peso (I) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (I) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (I) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (I) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (I) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (I) (kΩ)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (I) (kΩ)	Reactancia a 50 Hz (I) (kV)	Capacidad (I) (pF/km)
1X50/16*	18,0	26,2	790	393	180	145	135	0,641	0,847	0,134	0,216
1X95/16	20,8	29,0	980	435	275	215	200	0,320	0,430	0,119	0,281
1X150/16*	23,5	32,0	1205	480	360	275	255	0,206	0,277	0,112	0,329
1X240/16*	27,6	36,1	1570	542	495	365	345	0,125	0,168	0,103	0,402
1X400/16*	32,8	41,4	2115	621	660	470	450	0,0778	0,105	0,097	0,480
1X500/16	36,2	44,5	2625	668	775	540	515	0,0605	0,089	0,093	0,558
1X630/16*	40,8	49,4	3075	741	905	615	590	0,0469	0,066	0,091	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (I) (mm)	Diámetro nominal exterior (I) (mm)	Peso (I) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (I) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (I) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (I) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (I) (A)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (I) (kΩ)	Resistencia en corriente alterna a 105 °C (I) (kΩ)	Reactancia a 50 Hz (I) (kV)	Capacidad (I) (pF/km)
1X50/16*	25,0	33,0	1205	485	180	145	135	0,641	0,847	0,155	0,147
1X95/16	25,6	33,9	1323	509	275	215	200	0,320	0,430	0,128	0,202
1X150/25*	27,2	36,6	1520	548	360	275	255	0,206	0,277	0,120	0,247
1X240/25*	31,4	40,6	1905	609	495	365	345	0,125	0,168	0,110	0,299
1X400/25*	36,4	45,7	2480	686	660	470	450	0,0778	0,105	0,103	0,360
1X500/25	40,0	49,4	3000	741	775	540	515	0,0605	0,089	0,099	0,400
1X630/25*	44,7	54,1	3525	812	905	615	590	0,0469	0,066	0,096	0,446

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

(1) Valores sujetos a variación en función de las tolerancias dimensionales.

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con UNE 211435 Tabla A.3.2. e ITC-LAT 06 del RLAT. Tres conductores dispuestos en trébol, al aire a 40 °C (a la sombra). Enterrados a 25 °C, 1 m de profundidad y 1,5 K·m/W.

VULPREN® Class
HEPRZ1 AL
12/20 (24) kV y 18/30 (36) kV



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

A continuación figuran los valores homopolares de resistencia reactancia y capacidad, útiles para cálculo de sistemas trifásicos desequilibrados. En las tablas anteriores figuran los valores de secuencia directa e inversa, que son coincidentes entre sí.

12/20 (24) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ra (Ω/km)	Reactancia homopolar Xa (Ω/km)	Capacidad homopolar Ca (µF/km)
1X50/16*	1,484	0,517	0,216
1X95/16	1,159	0,506	0,281
1X150/16*	1,041	0,501	0,329
1X240/16*	0,955	0,496	0,402
1X400/16*	0,902	0,494	0,480
1X500/16	0,882	0,493	0,538
1X630/16*	0,864	0,492	0,602

18/30 (36) kV

Sección conductor Al / pantalla Cu (mm ²)	Resistencia homopolar Ra (Ω/km)	Reactancia homopolar Xa (Ω/km)	Capacidad homopolar Ca (µF/km)
1X50/16*	1,475	0,54	0,147
1X95/16	1,153	0,521	0,202
1X150/25*	0,822	0,278	0,247
1X240/25*	0,740	0,271	0,299
1X400/25*	0,691	0,267	0,360
1X500/25	0,672	0,265	0,400
1X630/25*	0,658	0,264	0,446

*Secciones normalizadas por Iberdrola.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores homopolares ■

5. Technical parameters

Technical parameter table

Input	
DC power input	DC300V~DC1500V
PV string current input	4/8/12/16/20/24 branches, 0~25A, 0.5%
Interface	
Communicate interface	RS485
Digital quantity input	3 ways, 2500V isolation
LED display	8 bits
Operating Environment	
Power	≤3W
Operating temperature	-30℃~+75℃
Storage temperature	-40℃~+85℃
Relative humidity	5℃~95℃ (No condensation)
Shape size	
Length * width * height	Host unit: 107mm*87mm*58mm
	Acquisition unit: 72mm*42mm*39mm
Installation mode	Host unit: DIN rail
	Acquisition unit: DIN rail OR hang

Pararrayos



at3w-AT-1515

Aplicaciones Tecnológicas



Pararrayos con dispositivo de cebado DAT CONTROLER® PLUS 15. Tiempo de avance: 15 µs. Material: Acero inoxidable AISI 316L.

Características

- Tiempo de avance en el cebado: 15 µs obtenido de acuerdo a los ensayos de la norma UNE21186:2011.
- Certificación de Producto AENOR.
- Corriente soportada superior a 200kA (onda 10/350µs)
- Certificado de funcionamiento en condiciones de lluvia (aislamiento > 95% según UNE-EN 60060).
- No precisa alimentación externa.
- Radio de protección de hasta 75 metros según CTE y UNE 21186:2011.
- Certificado de utilización en atmósferas explosivas (ATEX).

Especificaciones

Referencia	AT-1515
Largo	120 mm
Ancho	120 mm
Alto	551 mm
Peso	4635 g
Material/es	Acero inoxidable AISI 316L
Estanqueidad	IP67
Temperatura de trabajo	-25 °C a 88 °C
Aislante interno	Resina de poliuretano
Fijación	Rosca macho M20
Tipo de dispositivo de cebado	Electropulsante (emisor de impulsos)
Tiempo de avance (?T) en el cebado certificado	15 µs

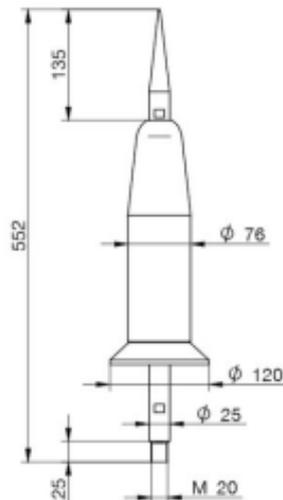


Radios de protección (m)	
Altura para radios de protección	2, 4, 6, 8, 10, 20, 60
Radio de protección (m) para Nivel I	13, 25, 32, 33, 34, 35, 35
Radio de protección (m) para Nivel II	15, 30, 38, 39, 40, 44, 45
Radio de protección (m) para Nivel III	18, 36, 46, 47, 49, 55, 60
Radio de protección (m) para Nivel IV	20, 41, 52, 54, 56, 63, 75
Corriente de ensayo	20 x 200kA + 5 x 250kA (onda 10/350µs)
Relación desviación estándar PDC/Punta simple:	< 0,8
Normativa	Cumple con UNE 21186:2011; NF C 17-102:2011; NP 4426:2013; CTE SU8

Certificaciones y ensayos

- Certificación de Producto AENOR de conformidad con la Norma UNE 21186
- Certificado de corriente soportada: 20 impulsos de 100kA (onda 10/350)
- Tiempo de avance en el cebado certificado
- Certificado de funcionamiento inalterable en condiciones de lluvia de acuerdo con la norma UNE-EN 60060-1:2012
- Certificado de radio de protección y cumplimiento de la norma UNE 21186 y NFC 17-102
- Certificado de utilización en atmósferas explosivas (ATEX)
- Fabricado de acuerdo a ISO 9001 y siguiendo estándar internacional de gestión ambiental ISO 14001

Esquema dimensional (mm)



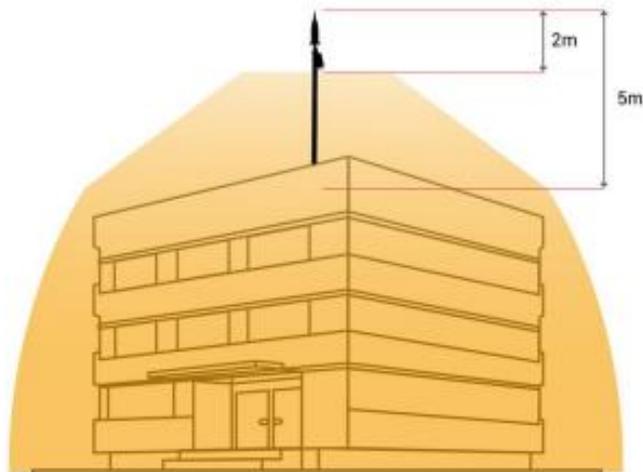
Instalación



El radio de protección de un PDC depende de su altura (h) en relación con la superficie a proteger, de su avance de cebado, φ T y del nivel de protección.

La instalación del pararrayos DAT CONTROLER® PLUS debe realizarse siguiendo la norma UNE 21186:2011. Protección contra el rayo: "Pararrayos con dispositivo de cebado", y sus equivalentes internacionales NF C 17-102:2011 y NP 4426:2013.

El pararrayos estará al menos 2 metros por encima de cualquier otro elemento dentro de su radio de protección.



ANEXO III: DIMENSIONAMIENTO DE CONDUCTORES

Dimensionamiento de cables de corriente continua

Para determinar la sección de los conductores de corriente se ha hecho uso del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, donde se detallan los criterios y diferentes factores que se deben aplicar según el montaje y las condiciones de uso.

En primer lugar, en la ITC-BT-40 se establecen los criterios para el dimensionamiento de los cables de conexión:

1. “Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador.”
2. “La caída de tensión entre el generador y la instalación interior no será superior a 1,5% para la intensidad nominal”

Estos 2 criterios se podrían reescribir como:

1. $I_b \geq 1,25 \cdot I_{sc}$
2. $\Delta V \leq 1,5\%$

Donde:

- I_b = Intensidad máxima del conductor (con los factores aplicados)
- I_{sc} = Intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos

En segundo lugar, en la ITC-BT-19 se establecen las intensidades máximas de los conductores (I_z) según el tipo de montaje:

- En el caso del cableado hasta la caja de strings, el montaje seleccionado es B1 (Cables unipolares en canal protectora suspendida)
- En el caso del cableado desde las cajas de strings, hasta el inversor se usa el montaje D1/D2 (enterrado).

Con los montajes anteriores las intensidades máximas admisibles son las siguientes:

Sección (mm ²)	Montaje B1 (T° ambiente=40°C)				Montaje D1/D2 (Resistividad del terreno 2,5 k·m/W//T°terreno=25°C//profundidad 0,7 m)			
	PVC		XLPE		PVC		XLPE	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
1,5	14,5	-	20	-	-	-	-	-
2,5	20	16	28	21	-	-	-	-
4	26	21	38	29	-	-	-	-
6	34	27	49	38	44	-	53	-
10	46	38	68	52	59	-	70	-
16	63	50	91	70	76	-	91	70
25	82	63	115	88	98	-	116	89
35	101	78	143	109	118	-	140	107
50	122	95	174	132	140	-	166	126
70	155	121	223	170	173	-	204	156
95	187	147	271	206	205	-	241	185

Tabla 14: Intensidades máximas admisibles por los conductores (datos de ITC-BT-19)

Sin embargo, las condiciones de uso no son las descritas en esas tablas y se deben aplicar coeficientes de corrección:

- En primer lugar, en Valencia no son muy comunes alcanzar temperaturas de 40°C y las máximas se acercan más a 35°C (que se tomará como la situación más desfavorable), es por ello por lo que: $f_1 = 1,05$.
- En segundo lugar, al estar al aire se le aplica un factor de corrección por exposición al sol: $f_2 = 0,9$.

Con estos 2 coeficientes de corrección se puede calcular I_b para la primera sección del circuito:

$$f_1 \cdot f_2 \cdot I_z \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

$$I_z \geq \frac{1,25 \cdot I_{sc}}{f_1 \cdot f_2}$$

$$I_z \geq \frac{1,25 \cdot 14,46}{1,05 \cdot 0,9}$$

$$I_z \geq 19,12 \text{ A}$$

Con la I_z calculada se puede observar que casi todos los conductores lo cumplen, sin embargo, falta el segundo criterio de caída de tensión, que, aunque se refiere al circuito completo, como la caída de tensión depende de la resistencia del conductor y con la disposición elegida los conductores desde las cajas de strings hasta el inversor son más resistivos (sección más pequeña), se establece que el tramo desde los módulos hasta las cajas de strings sea un 1%:

$$0,01 \cdot 534 \geq 2 \cdot I_{mmp} \cdot \rho \cdot \frac{L}{S}$$

- L= distancia desde el módulo más lejano hasta caja de strings

Donde ρ es la resistividad del material a la temperatura seleccionada (35°C) y cuya formula es:

$$\rho_{35} = \rho_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (35 - 20)]$$

En el caso del cobre (el aluminio tiene mayor resistividad lo que dará lugar a secciones mayores):

- $\rho_{20} = 0,0172 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- $\alpha = 0,0039 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

Lo que resulta en $\rho_{35} = 0,0182 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$

Y por tanto la anterior ecuación se queda en:

$$S \geq \frac{2 \cdot 13,44 \cdot 0,0182 \cdot 57}{0,01 \cdot 534}$$

$$S \geq 5,22 \text{ mm}^2$$

Por tanto, se selecciona el conductor de cobre de sección 6 mm² con aislamiento XLPE (mayor intensidad admisible).

En el caso de los conductores desde las cajas de strings hasta los inversores se deben aplicar otros factores de corrección:

- En primer lugar, la resistividad térmica del terreno se debe modificar dado que 2,5 K·m/W se refiere a terrenos de piedra caliza, y en este caso debido a la proximidad del mar, y la vegetación que se puede observar se debe considerar un terreno un poco húmedo, y de acuerdo con la ITC-BT-19 eso se traduce en una resistividad térmica del terreno de 0,85 K·m/W y da un factor de corrección de $f_3 = 1,19$.
- En segundo lugar, se ha tomado como temperatura más desfavorable del terreno 30°C (dado que la temperatura ambiente más desfavorable ha sido 35°C) y eso conlleva un factor de corrección de $f_4 = 0,96$, para aislamiento XLPE.
- Finalmente se añade un factor de corrección por profundidad a un metro, dado que las tablas dan las intensidades para 0,7 m de profundidad $f_5 = 0,97$

Con estos factores la ecuación del primer criterio se simplifica a:

$$I_z \geq \frac{1,25 \cdot I_{sc}}{f_3 \cdot f_4}$$

$$I_z \geq \frac{1,25 \cdot 115,68}{1,19 \cdot 0,96 \cdot 0,97}$$

$$I_z \geq 130,5 \text{ A}$$

En este caso si se establece una sección mínima de 25 mm², en el caso de cobre y de 50 mm², en el caso de aluminio.

Siguiendo con el segundo criterio, el primer tramo produce ya una caída de tensión de 0,87%, por tanto, para este segundo tramo se define que la caída de tensión no debe superar el 0,6%, para asegurar el criterio de que en el circuito de continua no ocurra la caída de tensión superior a 1,5%:

$$0,006 \cdot 534 \geq 2 \cdot I_{mmp} \cdot \rho \cdot \frac{L}{S}$$

- En este caso se usará la resistividad a 30°C
- L se considera como la distancia desde la caja de strings más lejana

$$S \geq \frac{2 \cdot 107,52 \cdot 0,0179 \cdot 68}{0,006 \cdot 534}$$

$$S \geq 81,69 \text{ mm}^2$$

Por tanto, se selecciona el conductor de cobre de sección 95 mm² con aislamiento XLPE (mayor intensidad admisible).

Finalmente es interesante determinar las pérdidas de Joule en ambos casos:

$$P_{\text{perdidas}} = I^2 \cdot \rho \cdot \frac{L}{S}$$

$$P_{\text{perdidas-string}} = 31,23 \text{ W}$$

$$P_{\text{perdidas-stringbox-inversor}} = 150,6 \text{ W}$$

Dimensionamiento de cables de corriente alterna

En este caso se ha hecho uso del Reglamento de Alta Tensión, dado que se tratan los conductores a la salida del inversor a una tensión de 20 kV. Esto hace que los valores difieran un poco de los resultados del circuito en corriente continua.

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 15: Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo [65]

Con respecto a los criterios, son bastantes parecidos a los de los circuitos de corriente continua, donde:

- La intensidad máxima del cable (aplicando los factores de corrección), debe ser mayor que la intensidad máxima que la intensidad de cortocircuito
- Para no dañar los equipos ni provocar cambios en la red, la caída de tensión no puede ser muy grande

Los factores de corrección pertinentes son por las mismas razones que en el cableado desde las cajas de strings hasta los inversores:

- Temperatura de terreno diferente de 25°C (aislamiento HEPR): $f_6 = 0,96$
- Resistividad térmica distinta de 1,5 K·m/W (suponiendo un conductor de sección 95 mm²): $f_7 = 1,13$

$$I_z \geq \frac{I_{max}}{f_6 \cdot f_7}$$

$$I_z \geq \frac{26,55}{0,96 \cdot 1,13}$$

$$I_z \geq 24,47 A$$

Lo que significa en el caso de aislamiento HEPR y conductor de aluminio que cualquiera lo cumple.

Finalmente falta comprobar que el conductor seleccionado (cable de aluminio 95 mm²) no produce grandes caídas de tensión por la seguridad de los equipos de las desaladoras y el equilibrio de la red:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos(\phi) + X \cdot \sin(\phi))$$

- L= 500 metros
- R=0,43 Ω/km (ficha técnica del cable)
- X=0,119 Ω/km
- Cos (φ)=0,95 (ficha técnica del inversor)

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot 0,5 \cdot 26,55 \cdot (0,43 \cdot 0,95 + 0,119 \cdot 0,31225)$$

$$\Delta V = 10,24 V$$

$$\Delta V = 0,05 \%$$

Lo que podría indicar que esta sobredimensionado, sin embargo, no es muy común conductores de secciones más pequeñas en esas tensiones.

ANEXO IV: FLUJOS DE CAJA

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12
Ingresos		362.373 €	365.255 €	368.160 €	371.087 €	374.038 €	377.012 €	380.010 €	383.032 €	386.078 €	389.148 €	392.243 €	395.362 €
Costes Operacionales		45.147 €	45.688 €	46.237 €	46.792 €	47.353 €	47.921 €	48.496 €	49.078 €	49.667 €	50.263 €	50.866 €	51.477 €
EBITDA		317.227 €	319.567 €	321.923 €	324.296 €	326.685 €	329.091 €	331.514 €	333.954 €	336.411 €	338.885 €	341.376 €	343.885 €
Amortización		87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €
EBIT		229.673 €	232.012 €	234.369 €	236.741 €	239.131 €	241.537 €	243.960 €	246.400 €	248.857 €	251.331 €	253.822 €	256.331 €
Impuestos (28%)		64.308 €	64.963 €	65.623 €	66.288 €	66.957 €	67.630 €	68.309 €	68.992 €	69.680 €	70.373 €	71.070 €	71.773 €
NOPAT		165.364 €	167.049 €	168.745 €	170.454 €	172.174 €	173.907 €	175.651 €	177.408 €	179.177 €	180.958 €	182.752 €	184.558 €
CAPEX	- 2.596.305,14 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Intereses	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CAPEX	- 2.596.305,14 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
OCF	- €	252.918 €	254.603 €	256.300 €	258.008 €	259.728 €	261.461 €	263.205 €	264.962 €	266.731 €	268.512 €	270.306 €	272.112 €
CAPEX	- 2.596.305,14 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FCF	- 2.596.305,14 €	252.918 €	254.603 €	256.300 €	258.008 €	259.728 €	261.461 €	263.205 €	264.962 €	266.731 €	268.512 €	270.306 €	272.112 €
Principal (60%)	1.557.783,08 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- 1.557.783 €	- €	- €
Interests (5%)	- €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- €	- €
Flujo de Caja de Banco	1.557.783,08 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 77.889 €	- 1.635.672 €	- €	- €
Impuestos (28%)	- €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	21.809 €	- €	- €
Flujo de Caja de Deuda	1.557.783,08 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 56.080 €	- 1.613.863 €	- €	- €
Flujo de Caja de capital propio	- 1.038.522,06 €	196.838 €	198.523 €	200.219 €	201.928 €	203.648 €	205.381 €	207.125 €	208.882 €	210.651 €	- 1.345.351 €	270.306 €	272.112 €

	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Ingresos	398.506 €	401.675 €	404.869 €	408.088 €	411.333 €	414.604 €	417.901 €	421.224 €	424.574 €	427.950 €	431.353 €	434.783 €	438.241 €
Costes Operacionales	52.095 €	52.720 €	53.352 €	53.993 €	54.640 €	55.296 €	55.960 €	56.631 €	57.311 €	57.998 €	58.694 €	59.399 €	60.112 €
EBITDA	346.411 €	348.955 €	351.516 €	354.096 €	356.693 €	359.308 €	361.942 €	364.593 €	367.263 €	369.952 €	372.659 €	375.385 €	378.129 €
Amortización	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €	87.554 €
EBIT	258.857 €	261.401 €	263.962 €	266.542 €	269.139 €	271.754 €	274.387 €	277.039 €	279.709 €	282.398 €	285.105 €	287.830 €	290.575 €
Impuestos (28%)	72.480 €	73.192 €	73.909 €	74.632 €	75.359 €	76.091 €	76.828 €	77.571 €	78.319 €	79.071 €	79.829 €	80.593 €	81.361 €
NOPAT	186.377 €	188.209 €	190.053 €	191.910 €	193.780 €	195.663 €	197.559 €	199.468 €	201.391 €	203.326 €	205.275 €	207.238 €	209.214 €
CAPEX	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Intereses	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
CAPEX	- €												
OCF	273.931 €	275.763 €	277.607 €	279.464 €	281.334 €	283.217 €	285.113 €	287.022 €	288.945 €	290.880 €	292.830 €	294.792 €	296.768 €
CAPEX	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
FCF	273.931 €	275.763 €	277.607 €	279.464 €	281.334 €	283.217 €	285.113 €	287.022 €	288.945 €	290.880 €	292.830 €	294.792 €	296.768 €
Principal (60%)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Interests (5%)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flujo de Caja de Banco	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Impuestos (28%)	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Flujo de Caja de Deuda	- €												
Flujo de Caja de capital propio	273.931 €	275.763 €	277.607 €	279.464 €	281.334 €	283.217 €	285.113 €	287.022 €	288.945 €	290.880 €	292.830 €	294.792 €	296.768 €

Tabla 16: Flujos de caja caso base

ANEXO V: SIMULACIÓN DE PVSYST

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Parque Solar para Desaladora de Sagunto

Variant: Version Final

Sheds on ground

System power: 3672 kWp

Grao de Murviedro - España

Author

Mateo Andrés Angelini Norkus (Spain)



PVsyst V7.4.7

VC8, Simulation date:
15/07/24 23:30
with V7.4.7

Mateo Andrés Angelini Norkus (Spain)

Project summary

Geographical Site Grao de Murviedro España	Situation Latitude 39.64 °N Longitude -0.24 °W Altitude 6 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Weather data Grao de Murviedro PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 10	Sheds on ground	
PV Field Orientation Fixed planes 2 orientations Tilts/azimuths 38 / -15 ° 38 / -28 °	Near Shadings Linear shadings : Fast (table)	User's needs Fixed constant load 5205 kW Global 45.59 GWh/Year
System information		
PV Array Nb. of modules 6120 units Pnom total 3672 kWp	Inverters Nb. of units 4 units Pnom total 3600 kWac Pnom ratio 1.020	

Results summary

Produced Energy 5435675 kWh/year	Specific production 1480 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 71.05 %
Used Energy 45592083 kWh/year		Solar Fraction SF 11.92 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
P50 - P90 evaluation	10
Single-line diagram	11
CO ₂ Emission Balance	12



PVsyst V7.4.7

VC8, Simulation date:
15/07/24 23:30
with V7.4.7

Mateo Andrés Angelini Norkus (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed planes 2 orientations
Tilts/azimuths 38 / -15 °
38 / -28 °

Horizon

Free Horizon

Sheds on ground

Sheds configuration

Nb. of sheds 1021 units
Several orientations

Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

User's needs

Fixed constant load
5205 kW
Global
45.59 GWh/Year

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer Generic
Model LR5-72HTH-600M
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 600 Wp
Number of PV modules 6120 units
Nominal (STC) 3672 kWp

Inverter

Manufacturer Generic
Model FreeSun FS0900 HES 270V
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 900 kWac
Number of inverters 4 units
Total power 3600 kWac

Array #1 - Azimut 15

Orientation #1
Tilt/Azimuth 38/-15 °
Number of PV modules 3096 units
Nominal (STC) 1858 kWp
Modules 258 string x 12 In series

Number of inverters 2 units
Total power 1800 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1729 kWp
U mpp 485 V
I mpp 3561 A

Operating voltage 430-820 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.03

Array #2 - Azimut 28

Orientation #2
Tilt/Azimuth 38/-28 °
Number of PV modules 3024 units
Nominal (STC) 1814 kWp
Modules 252 string x 12 In series

Number of inverters 2 units
Total power 1800 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 1688 kWp
U mpp 485 V
I mpp 3479 A

Operating voltage 430-820 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.01

Total PV power

Nominal (STC) 3672 kWp
Total 6120 modules
Module area 15810 m²
Cell area 14596 m²

Total inverter power

Total power 3600 kWac
Number of inverters 4 units
Pnom ratio 1.02



PVsyst V7.4.7

VC8, Simulation date:
15/07/24 23:30
with V7.4.7

Mateo Andrés Angelini Norkus (Spain)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 25.0 W/m²K

Uv (wind) 1.2 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 2.2 mΩ

Global wiring resistance 1.1 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

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

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Unavailability of the system

Time fraction 2.0 %

7.3 days,
3 periods

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 20000 Vac tri

Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: FreeSun FS0900 HES 270V

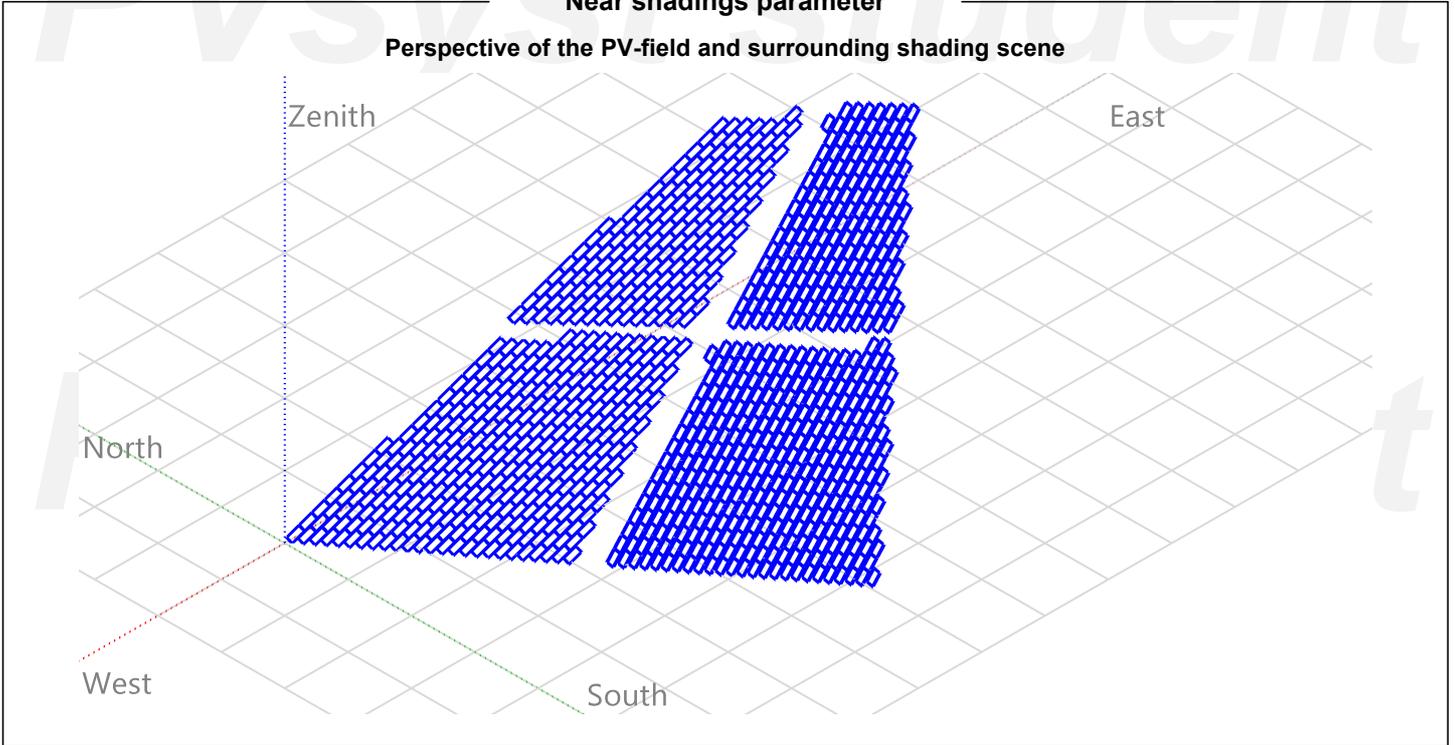
Wire section (4 Inv.) Copper 4 x 3 x 4 mm²

Average wires length 0 m



Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene

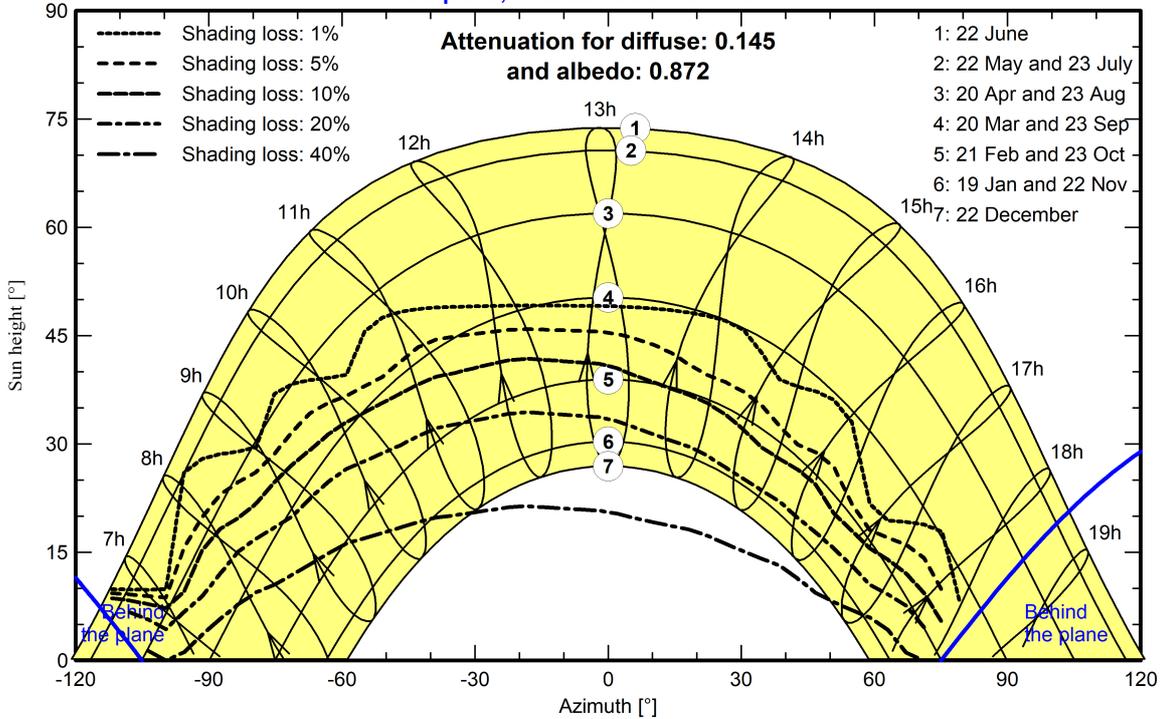




Iso-shadings diagram

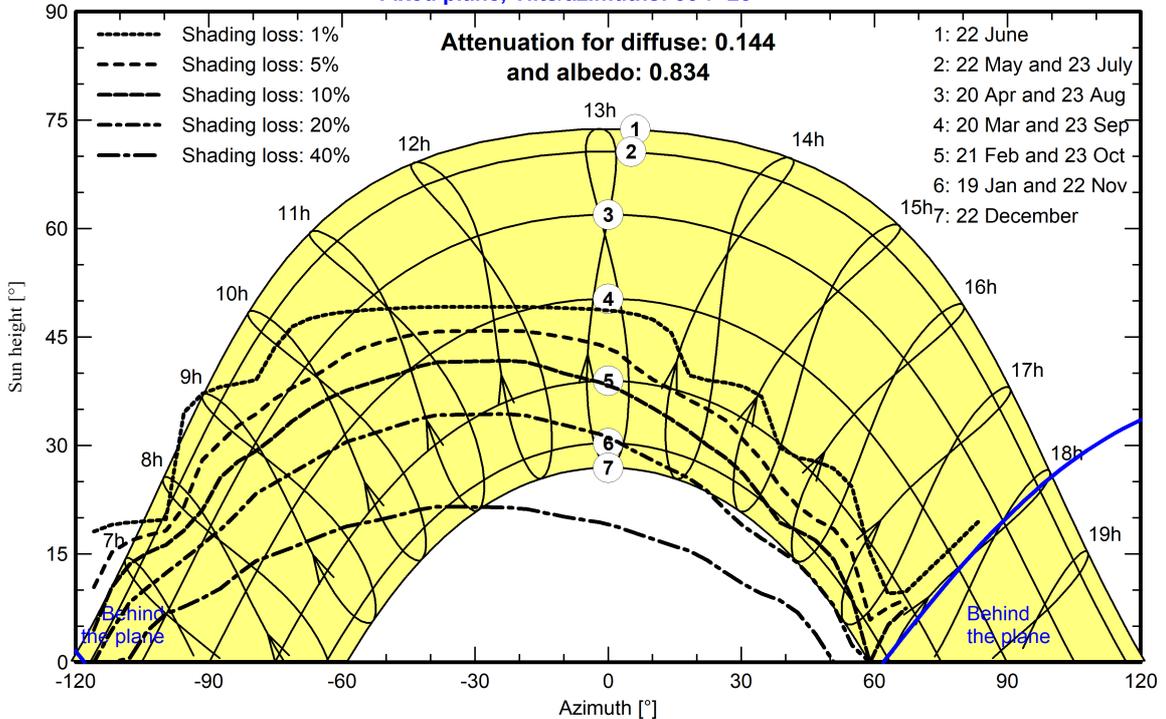
Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 38°/-15°



Orientation #2

Fixed plane, Tilts/azimuths: 38°/-28°



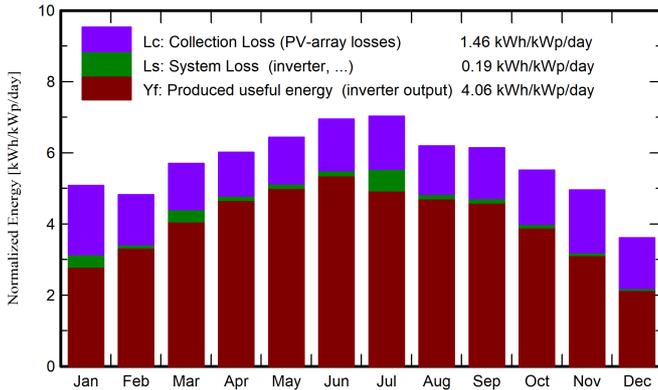


Main results

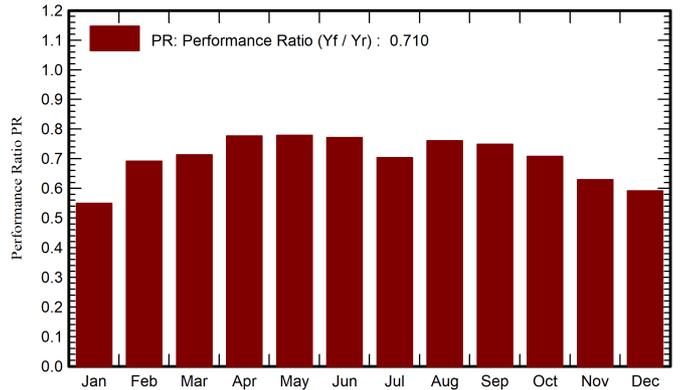
System Production

Produced Energy	5435675 kWh/year	Specific production	1480 kWh/kWp/year
Used Energy	45592083 kWh/year	Perf. Ratio PR	71.05 %
		Solar Fraction SF	11.92 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

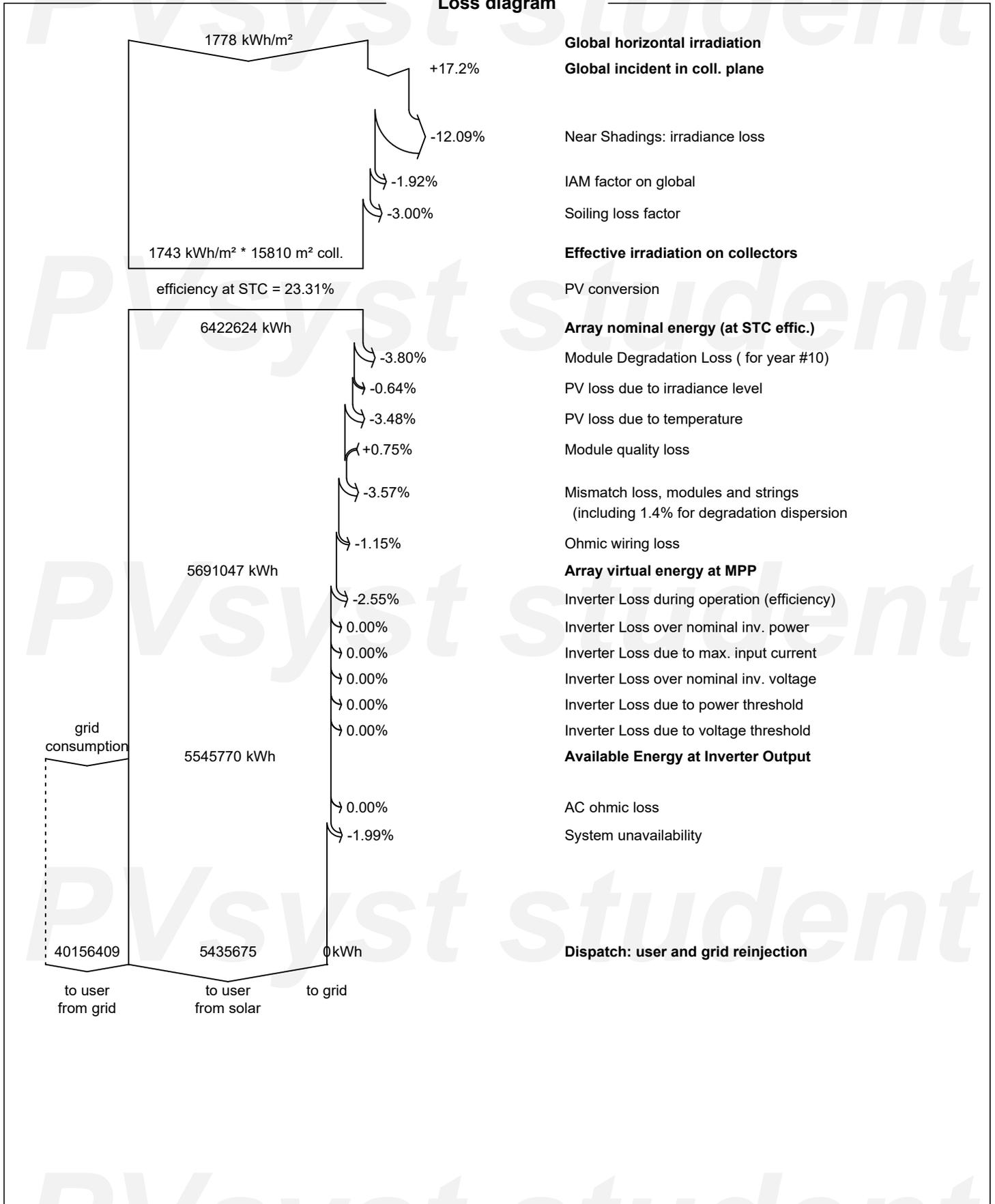
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	86.5	23.65	10.74	157.6	106.4	358443	3872204	317823	0.000	3554381
February	91.6	32.16	9.74	135.1	104.5	351981	3497475	343060	0.000	3154415
March	141.1	47.53	13.64	176.7	152.2	501669	3872204	463058	0.000	3409146
April	168.1	65.33	16.05	180.5	160.7	528348	3747295	514747	0.000	3232548
May	208.6	67.30	18.45	199.4	180.1	585118	3872204	570038	0.000	3302167
June	228.0	72.72	23.12	208.5	188.5	606191	3747295	590643	0.000	3156652
July	233.0	64.60	24.47	217.9	197.6	631380	3872204	562502	0.000	3309702
August	190.1	61.42	25.69	192.1	172.9	550604	3872204	536502	0.000	3335703
September	156.3	50.55	22.35	184.3	162.0	520260	3747295	506881	0.000	3240414
October	122.7	40.77	17.38	170.8	138.9	455310	3872204	443752	0.000	3428452
November	88.4	28.14	12.33	148.7	105.4	352295	3747295	343486	0.000	3403808
December	63.6	27.06	9.77	112.0	73.5	249447	3872204	243183	0.000	3629021
Year	1778.1	581.23	17.02	2083.5	1742.7	5691045	45592083	5435675	0.000	40156409

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



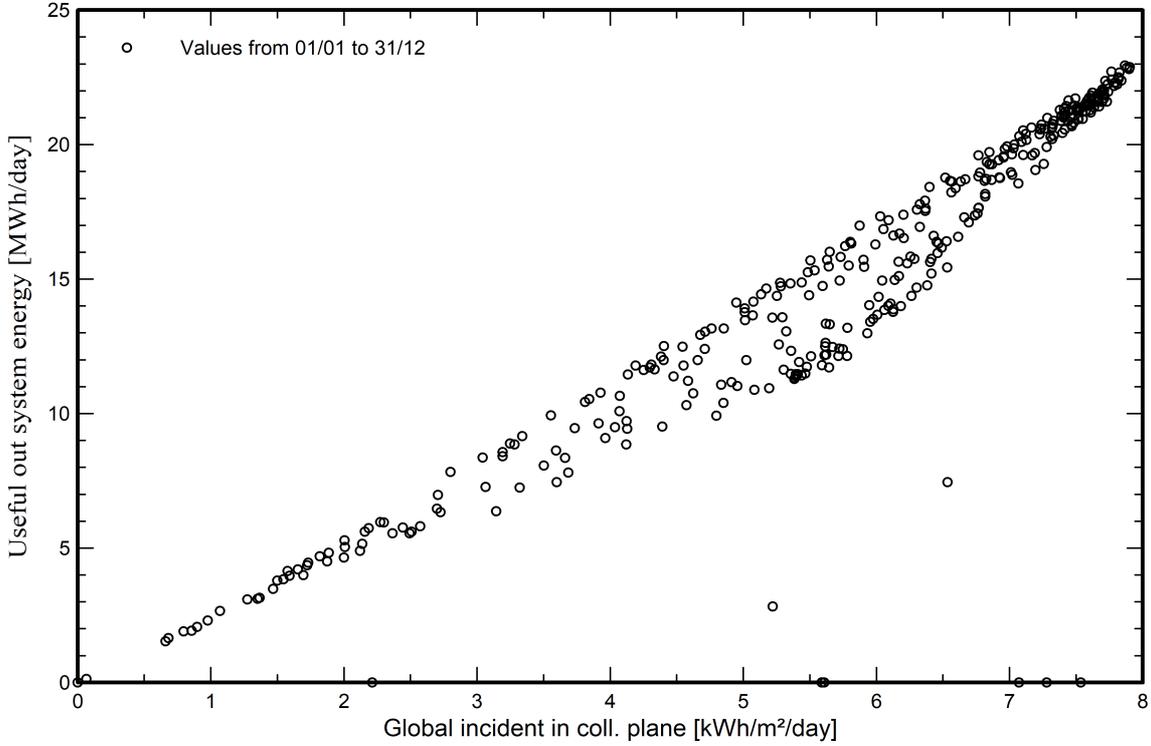
Loss diagram



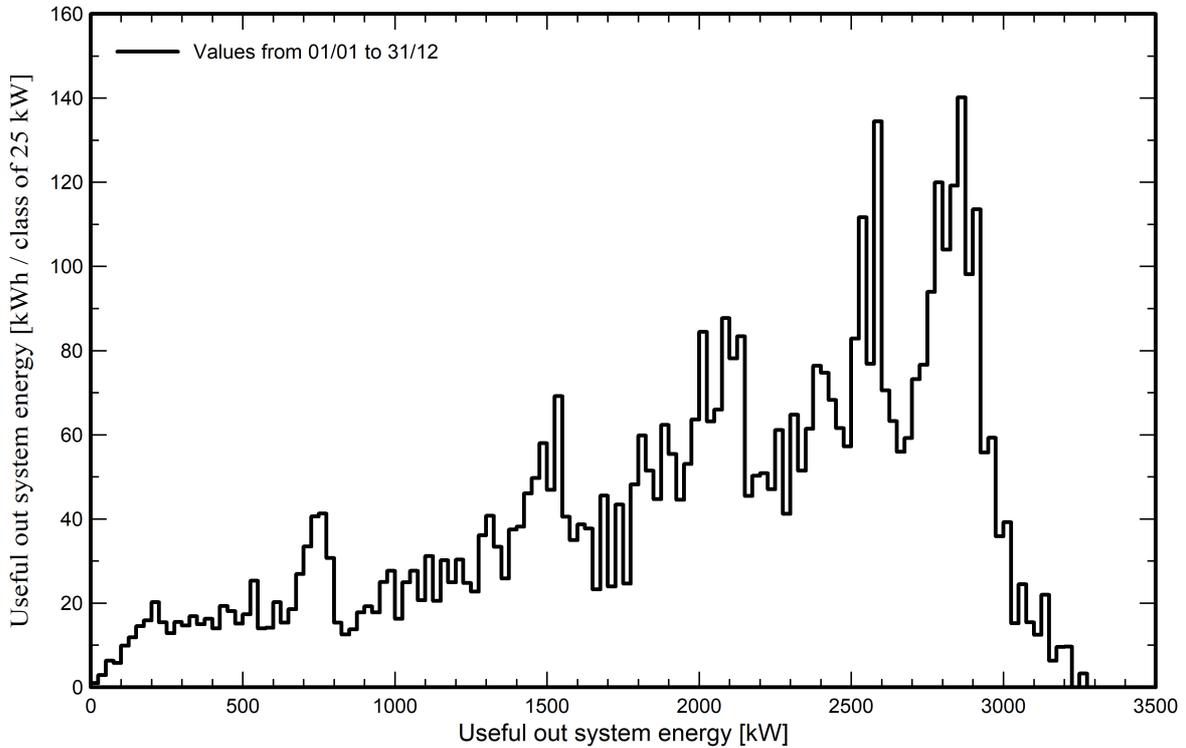


Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





P50 - P90 evaluation

Weather data

Source	PVGIS api TMY
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.5 %

Specified Deviation

Climate change	0.0 %
----------------	-------

Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum)	3.1 %
-----------------------------	-------

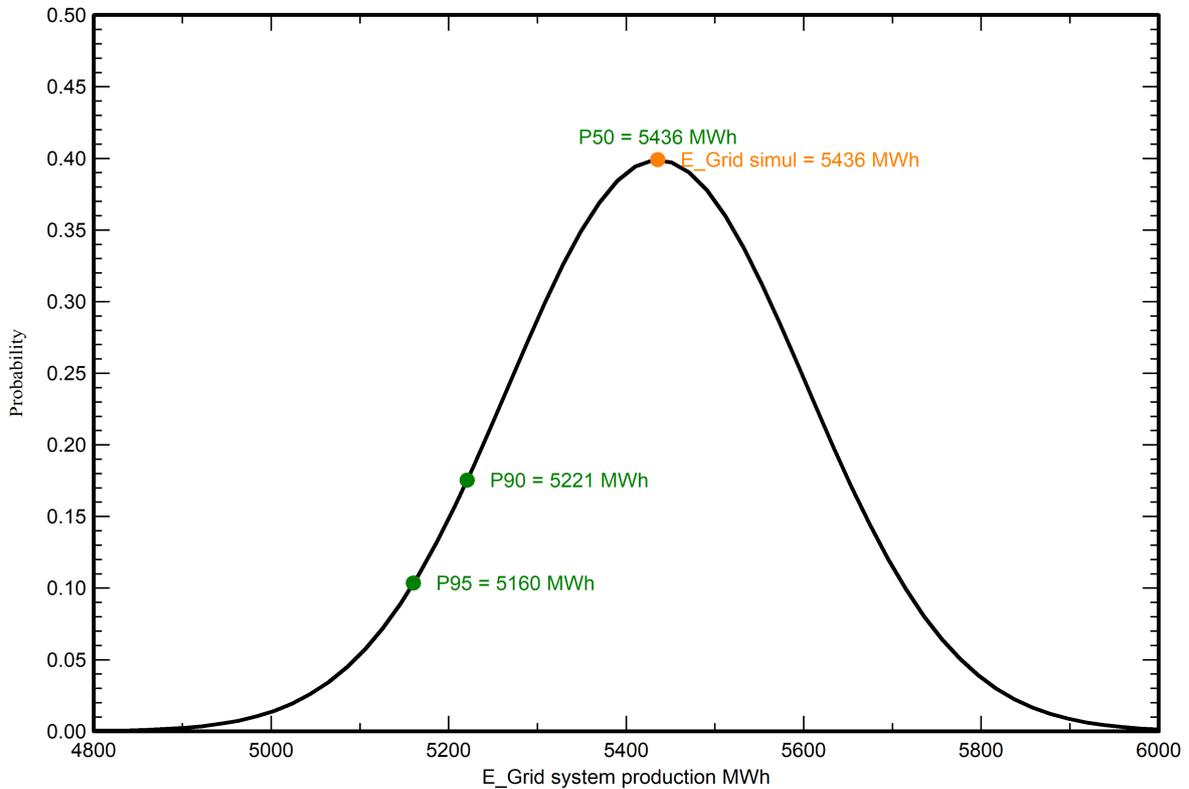
Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

Annual production probability

Variability	168 MWh
P50	5436 MWh
P90	5221 MWh
P95	5160 MWh

Probability distribution

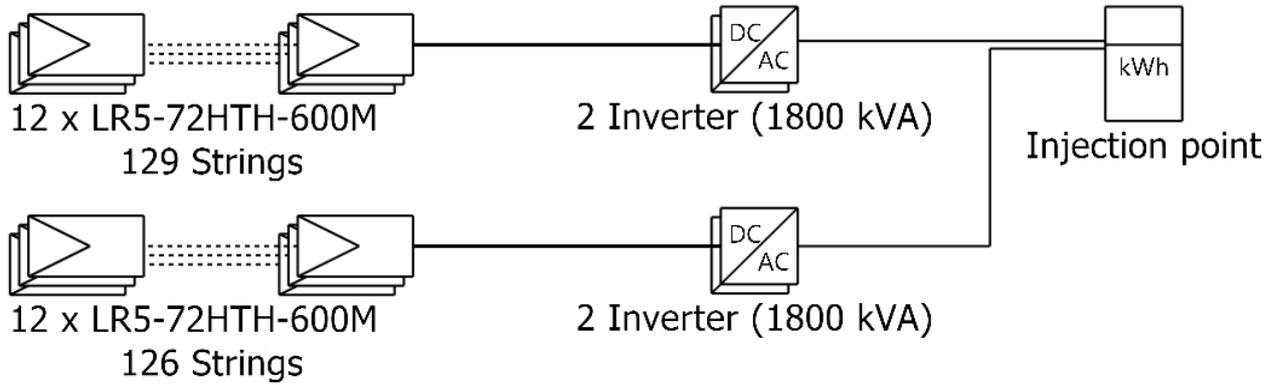




PVsyst V7.4.7

VC8, Simulation date:
15/07/24 23:30
with V7.4.7

Single-line diagram



PV module	LR5-72HTH-600M
Inverter	FreeSun FS0900 HES 270V
String	12 x LR5-72HTH-600M

Parque Solar para Desaladora de Mateo Andrés Angelini Norkus (S e Sagunto)

VC8 : Version Final

17/07/24



CO₂ Emission Balance

Total: 8987.5 tCO₂

Generated emissions

Total: 6560.27 tCO₂

Source: Detailed calculation from table below

Replaced Emissions

Total: 16307.0 tCO₂

System production: 5435.67 MWh/yr

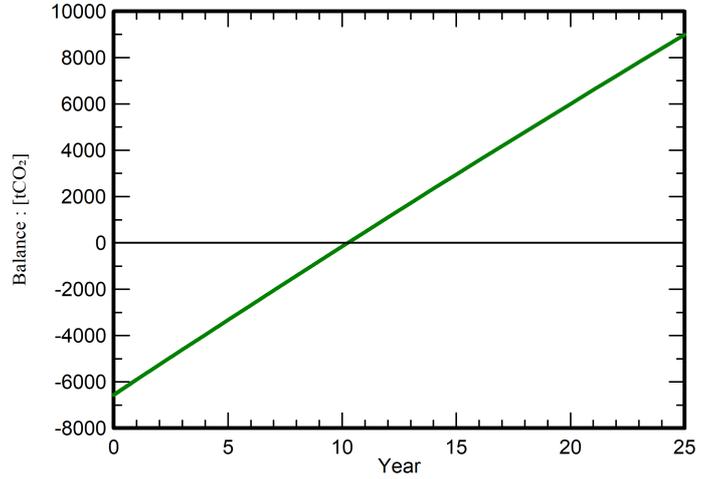
Grid Lifecycle Emissions: 120 gCO₂/kWh

Source: Custom value supplied by user

Lifetime: 25 years

Annual degradation: 0.4 %

Saved CO₂ Emission vs. Time



System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal
			[kgCO ₂]
Modules	1713 kgCO ₂ /kWp	3672 kWp	6289108
Supports	4.40 kgCO ₂ /kg	61200 kg	269415
Inverters	436 kgCO ₂ /units	4.00 units	1745