



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 2 MW
SOBRE UNA Balsa DE RIEGO DE LA COMUNIDAD DE
REGANTES DE LORCA

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Mateo López, Andres

Tutor/a: Quijano Lopez, Alfredo

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



AGRADECIMIENTOS

“A mi tutor del proyecto Alfredo Quijano López, por su dedicación conmigo para compartir información, a mis padres por su insistencia de realizar los trabajos de forma constante y a mis compañeros de clase por permitirme mejorar el aprendizaje sobre los aspectos estudiados”



RESUMEN

El siguiente proyecto se basa en el correcto estudio y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante sobre una balsa de riego conectada a un sistema de bombeo que se emplea para realizar el regadío de una determinada región. Dicha instalación se encontrará conectada a la red eléctrica y estará ubicada en la Balsa de la Torrecilla perteneciente a la Comunidad de Regantes de Lorca. El principal objetivo es realizar un análisis de la viabilidad tanto técnica como económica que supondría este proyecto con el fin de cubrir parte del consumo que produce el sistema de bombeo.

La tecnología fotovoltaica flotante ha sido la modalidad escogida para llevar a cabo esta instalación. Esta técnica posee algunas ventajas comparado con la tecnología solar tradicional como por ejemplo obtener mejores rendimientos de producción en los módulos fotovoltaicos al mantener temperaturas más bajas o reducir la evaporación del agua al cubrir la superficie acuática. Su uso resulta muy interesante para sistemas de regadío con bombeo donde se disponga de una balsa con un área relativamente grande. Sin embargo, también hay que destacar que esta tecnología supone un coste mayor de inversión que una simple instalación fotovoltaica sobre cubierta o terreno.

Se pretende realizar un diseño que contemple una potencia instalada de alrededor de 2 MW aproximadamente. Realizaremos un análisis comparativo a través de los consumos obtenidos por el sistema de bombeo de la balsa y de esta forma orientar en cierta manera la potencia necesaria para nuestro proyecto. Según el **RD244/2019** existe una modalidad de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación para instalaciones inferiores o iguales a 100 KW, pero el consumo tan elevado de la balsa de riego no va a permitir instalar una potencia tan pequeña. Por ese motivo, se pretende realizar un estudio de potencia obteniendo unos coeficientes de aprovechamiento y cobertura bastante equilibrados con el consumo real. Por otro lado, se practicará un dimensionado de la instalación con los correspondientes módulos, inversores, cableado y demás equipos necesarios para garantizar el funcionamiento seguro de la instalación, así como la obtención del respectivo presupuesto general a partir de todos los materiales y elementos necesarios para la construcción del proyecto solar.

Palabras clave: **instalación fotovoltaica, tecnología flotante, sistema de bombeo, balsa de riego, autoconsumo y análisis de viabilidad.**



RESUM

El següent projecte es basa en el correcte estudi i dimensionament d'una instal·lació fotovoltaica flotant sobre una bassa de reg connectada a un sistema de bombament que s'empra per a realitzar el regadiu d'una determinada regió. Aquesta instal·lació es trobarà connectada a la xarxa elèctrica i estarà situada en la Bassa de la Torreta pertanyent a la Comunitat de Regants de Lorca. El principal objectiu és realitzar una anàlisi de la viabilitat tant tècnica com econòmica que suposaria aquest projecte amb la finalitat de cobrir part del consum que produeix el sistema de bombament.

La tecnologia fotovoltaica flotant ha sigut la modalitat triada per a dur a terme aquesta instal·lació. Aquesta tècnica posseeix alguns avantatges comparat amb la tecnologia solar tradicional com per exemple obtenir millors rendiments de producció en els mòduls fotovoltaics en mantindre temperatures més baixes o reduir l'evaporació de l'aigua en cobrir la superfície aquàtica. El seu ús resulta molt interessant per a sistemes de regadiu amb bombament on es dispose d'una bassa amb una àrea relativament gran. No obstant això, també cal destacar que aquesta tecnologia suposa un cost major d'inversió que una simple instal·lació fotovoltaica sobre coberta o terreny.

Es pretén realitzar un disseny que contemple una potència instal·lada d'al voltant de 2 MW aproximadament. Realitzarem una anàlisi comparativa a través dels consums obtinguts pel sistema de bombament de la bassa i d'aquesta manera orientar en una certa manera la potència necessària per al nostre projecte. Segons el **RD244/2019** existeix una modalitat d'autoconsum amb excedents acollits a compensació per a instal·lacions inferiors o iguals a 100 KW, però el consum tan elevat de la bassa de reg no permetrà instal·lar una potència tan xicoteta. Per aqueix motiu, es pretén realitzar un estudi de potència obtenint uns coeficients d'aprofitament i cobertura bastant equilibrats amb el consum real. D'altra banda, es practicarà un dimensionament de la instal·lació amb els corresponents mòduls, inversors, cablejat i altres equips necessaris per a garantir el funcionament segur de la instal·lació, així com l'obtenció del respectiu pressupost general a partir de tots els materials i elements necessaris per a la construcció del projecte solar.

Paraules clau: instal·lació fotovoltaica, tecnologia flotant, sistema de bombament, bassa de reg, autoconsum i anàlisi de viabilitat.



ABSTRACT

The following project is based on the correct study and sizing of a floating photovoltaic installation on an irrigation pond connected to a pumping system used to irrigate a certain region. This installation will be connected to the electricity grid and will be located on the Torrecilla pond belonging to the Lorca Irrigation Community. The main objective is to carry out an analysis of the technical and economic feasibility of this project in order to cover part of the consumption produced by the pumping system.

The floating photovoltaic technology has been the chosen modality to carry out this installation. This technique has some advantages compared to traditional solar technology, such as obtaining better production yields in the photovoltaic modules by maintaining lower temperatures or reducing water evaporation by covering the water surface. Its use is very interesting for pumped irrigation systems where there is a pond with a relatively large area. However, it should also be noted that this technology involves a higher investment cost than a simple photovoltaic installation on roof or ground.

It is intended to make a design that contemplates an installed power of around 2 MW approximately. We will carry out a comparative analysis through the consumption obtained by the pumping system of the pond and in this way orientate in a certain way the necessary power for our project. According to **RD244/2019**, there is a modality of self-consumption with surpluses that are eligible for compensation for installations less than or equal to 100 KW, but the high consumption of the irrigation pond is not going to allow such a small power to be installed. For this reason, the aim is to carry out a power study to obtain use and coverage coefficients that are fairly balanced with real consumption. On the other hand, a dimensioning of the installation will be carried out with the corresponding modules, inverters, wiring and other necessary equipment to guarantee the safe operation of the installation, as well as obtaining the respective general budget from all the materials and elements necessary for the construction of the solar project.

Keywords: **photovoltaic installation, floating technology, pumping system, irrigation pond, self-consumption and feasibility analysis.**



ÍNDICE GENERAL DEL PROYECTO

DOCUMENTO 1 - MEMORIA

DOCUMENTO 2 - PRESUPUESTO

DOCUMENTO 3 - PLANOS

DOCUMENTO 4 - ANEXOS Y FICHAS TÉCNICAS



**ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA**

Estudio y dimensionamiento de una instalación
fotovoltaica flotante de 2 MW sobre una balsa de
riego de la Comunidad de Regantes de Lorca.



**UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA**

DOCUMENTO 1: MEMORIA



ÍNDICE DE LA MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN DEL TRABAJO DE FÍN DE GRADO.....	11
1.1-	OBJETIVO.....	11
1.2-	ALCANCE	11
1.3-	MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	12
2.	CONTEXTUALIZACIÓN DE LA ENERGÍA EMPLEADA	13
2.1-	ENERGÍA SOLAR.....	13
2.1.1-	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A NIVEL MUNDIAL	14
2.1.2-	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA	16
2.2-	ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE	18
2.2.1-	DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA.....	18
2.2.2 -	TECNOLOGÍA FLOTANTE A NIVEL MUNDIAL	22
2.2.3-	TECNOLOGÍA FLOTANTE EN ESPAÑA	23
3.	CASO DE ESTUDIO.....	26
3.1-	COMUNIDAD DE REGANTES DE LORCA	26
3.2-	BALSA DE RIEGO “LA TORRECILLA”	26
3.3-	ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE.....	28
3.4-	ANÁLISIS DE CONSUMO DEL SISTEMA DE BOMBEO.....	30
3.4.1-	TARIFA CONTRATADA.....	30
3.4.2-	CONSUMO GENERADO POR LA BALSA DE RIEGO	31
3.4.3-	PROPUESTA DE MEJORA	32
4.	DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.....	34
4.1-	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y POTENCIA A INSTALAR.	34
4.2-	SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA FLOTANTE	36
4.3-	SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO	38
4.4-	SELECCIÓN DEL INVERSOR	40
4.5-	SISTEMA DE GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN	47
4.6-	DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO.....	47
4.6.1-	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLE EN CORRIENTE CONTINUA (CC)	48
4.6.2-	CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLE EN CORRIENTE ALTERNA (CA).....	54
4.7-	CANALIZACIONES	58
4.8-	PROTECCIONES.....	59



4.8.1- PROTECCIONES DEL LADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)	59
4.8.2- PROTECCIONES DEL LADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA).....	60
4.9- PUESTA A TIERRA	62
4.10- ESTUDIO DE SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE FILAS.	65
4.11- RESUMEN DE LA INSTALACIÓN	66
5. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL.....	69
6. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS	70
6.1- CONTEXTUALIZACIÓN ECONÓMICA DE LA ENERGÍA	70
6.2- IDENTIFICATIVOS ECONÓMICOS.....	72
6.3- CONCLUSIONES DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.....	75
7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	76
7.1- CRONOGRAMA DE LA OBRA	77
8. NORMATIVA APLICADA	78
9. CONCLUSIONES FINALES DEL TRABAJO	80
10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	81
10.1- REFERENCIAS EN FORMATO APA	81

ÍNDICE DE LAS IMÁGENES

<i>Imagen 1. Tipos de radiación solar. Fuente: Desmart Renovables.</i>	13
<i>Imagen 2. Instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Renewable Energy Magazine.</i>	18
<i>Imagen 3. Planta fotovoltaica flotante más grande del mundo. Fuente: World Trade Energy ..</i>	23
<i>Imagen 4. Planta fotovoltaica flotante sobre el embalse de Sierra Brava en Cáceres. Fuente: Acciona.</i>	24
<i>Imagen 5. Planta fotovoltaica flotante de la comunidad de regantes de Sur-Andévalo en Huelva.</i>	25
<i>Imagen 6. Balsa de riego la "Torrecilla". Fuente: Google Earth.</i>	27
<i>Imagen 7. Recorrido entre el embalse de la Torrecilla y la balsa de la Jeresa.</i>	27
<i>Imagen 8. Características técnicas del flotador de Isifloating. Fuente: Web Isifloating.</i>	36
<i>Imagen 9. Flotador 'Lamaru' de Landatu Solar. Fuente: Web Landatu.</i>	37
<i>Imagen 10. Garantía lineal de rendimiento Atersa. Fuente: Ficha técnica módulo Atersa 550W.</i>	39
<i>Imagen 11. Coeficiente de corrección F, para temperatura ambiente distinta a 40°C. Fuente: ITC-BT-07.</i>	49
<i>Imagen 12. Temperaturas máximas de servicio permanente según el tipo de aislamiento seco utilizado. Fuente: ITC-BT-07.</i>	49
<i>Imagen 13. Factor de corrección F, por agrupamiento de varios circuitos o cables multiconductores.....</i>	50



<i>Imagen 14. Factor de corrección F, para cables enterrados cuya temperatura sea distinta de 25°C. Fuente: ITC-BT-07.</i>	<i>50</i>
<i>Imagen 15. Intensidades admisibles para conductores de cobre según carga y aislamiento. Fuente: ITC-BT-07.</i>	<i>51</i>
<i>Imagen 16. Valores de la resistividad y del coeficiente de temperatura de los materiales más utilizados. Fuente: REBT, Anexo 2.</i>	<i>53</i>
<i>Imagen 17. Valores de conductividad de los materiales más utilizados según la temperatura de servicio. Fuente: REBT, Anexo 2.</i>	<i>53</i>
<i>Imagen 18. Protecciones integradas en el inversor SUNGROW 350HX. Fuente: Ficha técnica de Sungrow.</i>	<i>59</i>
<i>Imagen 19. Relación entre las secciones de los conductores de protección y de fase. Fuente: ITC-BT-18.</i>	<i>62</i>
<i>Imagen 20. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de las características del electrodo. Fuente: ITC-BT-18.</i>	<i>63</i>
<i>Imagen 21. Valores orientativos de la resistividad en función de la naturaleza del terreno.</i>	<i>64</i>
<i>Imagen 22. Distancia entre filas de paneles. Fuente: Monsolar.</i>	<i>65</i>
<i>Imagen 23. Esquema de la configuración a seguir en la instalación solar. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>67</i>
<i>Imagen 24. Variación del precio de la energía eléctrica en España desde 2010. Fuente: Statista.</i>	<i>70</i>

ÍNDICE DE LAS TABLAS

<i>Tabla 1. Datos supuestos para cálculo de pérdidas de eficiencia por temperatura.</i>	<i>20</i>
<i>Tabla 2. Diferencia de precios entre una instalación solar grande terrestre y flotante.</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 3. Irradiación solar mensual según el ángulo de inclinación del panel.</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 4. Periodos horarios de la tarifa 6.1 TD de alta tensión. Fuente: Energigreen.</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 5. Potencia contratada del sistema de bombeo. Fuente: Facturas comunidad de regantes.</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 6. Potencia ofrecida por los equipos del sistema de bombeo de la balsa.</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 7. Comparativa de características de distintos paneles. Fuente: Fichas técnicas respectivas.</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 8. Características eléctricas principales del panel Atersa 550W.</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 9. Características principales del inversor SUNGROW SG350HX. Fuente: Ficha técnica SUNGROW.</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 10. Datos empleados en el cálculo del número de módulos por string. Fuente: Fichas técnicas.</i>	<i>41</i>
<i>Tabla 11. Tabla de conexiones entre inversores y módulos. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 12. Tabla resumen de las principales características del proyecto. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 13. Tabla comparativa de consumo y producción. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 14. Precios de compra de energía por meses de la Comunidad de Regantes. Fuente: Facturas.</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 15. Cálculo de los parámetros que intervienen en el VAN. Fuente: Elaboración propia. ..</i>	<i>73</i>



ÍNDICE DE LOS GRÁFICOS

<i>Gráfico 1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en GigaWattios.....</i>	<i>14</i>
<i>Gráfico 2. Países con el mayor potencial de energía fotovoltaica instalada en 2021. Fuente: Statista.</i>	<i>15</i>
<i>Gráfico 3. Potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: Red Eléctrica Española</i>	<i>16</i>
<i>Gráfico 4. Reducción de los costes de una instalación solar.</i>	<i>17</i>
<i>Gráfico 5. Variación de la eficiencia del módulo en función de la temperatura.</i>	<i>19</i>
<i>Gráfico 6. Potencia fotovoltaica flotante instalada en el mundo. Fuente: Basada en información proveniente de distintas empresas del sector.</i>	<i>22</i>
<i>Gráfico 7. Irradiación solar mensual según el ángulo de inclinación. Fuente: PVGIS y elaboración propia.</i>	<i>29</i>
<i>Gráfico 8. Consumo horario generado por el sistema de bombeo de la balsa.</i>	<i>31</i>
<i>Gráfico 9. Consumo mensual generado por el sistema de bombeo de la balsa.....</i>	<i>32</i>
<i>Gráfico 10. Balance energético anual entre el consumo del bombeo y la producción de la instalación.</i>	<i>34</i>
<i>Gráfico 11. Comparativa de consumo medio y producción media. Fuente: Elaboración propia.</i>	<i>35</i>



1. INTRODUCCIÓN DEL TRABAJO DE FÍN DE GRADO

1.1- OBJETIVO

El principal objetivo de este proyecto es el correcto estudio y dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante conectada a red. Se va intentar obtener energía eléctrica a partir de una instalación perteneciente al grupo de las energías renovables que tan importantes están siendo en la actual sociedad.

La instalación está basada en un sistema de paneles flotantes que van a ser colocados sobre una balsa de riego de la Comunidad de Regantes de Lorca, en Murcia. Se pretende instalar esta tecnología con el fin de producir electricidad a partir de la energía solar para cubrir parte del consumo del sistema de bombeo existente en esta balsa. Los principales beneficiarios de esta instalación serían los agricultores de los campos adyacentes que observarían una gran reducción económica en la factura eléctrica del bombeo. Este sistema hidráulico permite mantener un regadío controlado en las huertas de alrededor debido a las diferentes alturas de los campos.

Se pretende obtener una viabilidad tanto técnica como económica para realizar una posible instalación real en el futuro gracias a este estudio. Se persigue tener el diseño más eficiente para obtener mejores rendimientos y conseguir beneficios para los agricultores de la zona. Para conseguir aumentar al máximo la rentabilidad del proyecto se buscarán ayudas públicas, ya sean, nacionales o europeas por realizar una generación energética mediante una instalación solar renovable.

1.2- ALCANCE

El siguiente proyecto se basa en una obtención de energía eléctrica a partir de una fuente de origen renovable, más concretamente, energía solar fotovoltaica. En primer lugar, pondremos en contexto como está situada en la sociedad este tipo de fuente de energía, así como la tecnología empleada en este caso denominada energía fotovoltaica flotante. Existen diversas empresas que se dedican a hacer estructuras de flotadores solares, por lo que veremos los distintos tipos y seleccionaremos el más conveniente para nuestro caso.

A continuación, explicaremos el caso de estudio que vamos a desarrollar durante el proyecto. Vamos a trabajar sobre una balsa de riego ubicada en el municipio murciano de Lorca. Hemos conseguido obtener los consumos del sistema de bombeo de la balsa en cuestión, por lo que realizaremos un análisis de consumo para valorar que potencia deberá tener nuestra instalación fotovoltaica. Por supuesto, también se comprobará la irradiación solar en esta determinada ubicación para observar si nuestros paneles obtendrán grandes producciones de energía.



Posteriormente, se procederá a realizar el dimensionamiento de la instalación solar con el fin de calcular todos los parámetros necesarios para obtener los mejores rendimientos de los equipos y siempre respetando todos los marcos legales que engloban este tipo de instalaciones. El dimensionamiento de la obra incluye: paneles solares, estructura flotante, inversores, cableado, conectores, protecciones y puesta a tierra.

La primera parte consistirá en seleccionar la potencia instalada, así como el número de paneles necesarios. A continuación, se deberán escoger los inversores en función de la potencia que vaya a tener la planta. Se debe seleccionar previamente el inversor para elegir luego la configuración a seguir por los paneles. Es decir, cuantos paneles se colocarán en serie y cuantos en paralelo para que cumpla con las corrientes y tensiones máximas de entrada del inversor.

La última parte del dimensionamiento consistirá en la configuración eléctrica. En función de los metros que tengan que recorrer los cables y de la corriente que vayan a transportar se escogerá la sección más adecuada para soportar una determinada caída de tensión. También, se estudiarán las protecciones del cableado frente a cortocircuitos y frente a sobrecargas debido a que las protecciones en una instalación eléctrica son esenciales para la seguridad de la instalación, el equipo y las personas que la utilizan.

Por último, se realizarán los cálculos relacionados con la viabilidad económica del proyecto. Esta instalación va a conllevar una gran inversión inicial, ya que, los materiales empleados no son baratos. Lo que se busca es intentar recuperar ese gasto y empezar a obtener beneficios en el mínimo tiempo posible para que este proyecto se considere viable.

1.3- MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Existen múltiples razones por las que se ha decidido focalizarse en este tipo de instalación, empleando una tecnología algo más peculiar. En primer lugar, realizar un proyecto de ingeniería relacionado con una instalación solar permite ampliar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera universitaria. Además, enfocándonos en una tecnología flotante sobre agua aumenta el interés de descubrir cómo funciona este método de obtención de energía eléctrica.

Por otro lado, se contemplan otras razones relacionados con el medio ambiente. Actualmente, la sociedad española vive una época de sequía increíblemente dura. El agua es cada vez un bien más preciado y los agricultores junto con sus campos se consumen poco a poco. Esta tecnología permite reducir la evaporación de la balsa o lámina de agua donde se ha instalado hasta en un 80%, lo que es crucial para zonas con una tasa elevada de evaporación de agua, debido a las altas temperaturas. Esto es posible, ya que, gran parte de la superficie acuática de la balsa se cubre con los módulos fotovoltaicos.

Por último, investigar y desarrollar proyectos de este estilo ayuda a acercarse hacia una transición energética cada vez más notable. En este caso, se fomenta el uso de energías renovables con el fin de reducir el consumo eléctrico de una comunidad de regantes.

2. CONTEXTUALIZACIÓN DE LA ENERGÍA EMPLEADA

2.1- ENERGÍA SOLAR

La energía solar es una fuente de energía renovable que consigue producir energía gracias a la radiación electromagnética procedente del Sol. La radiación solar ha sido aprovechada por el ser humano desde hace mucho tiempo, pero hoy en día el principal método de captura es la célula fotoeléctrica. Esta célula es la encargada de convertir la energía lumínica en energía eléctrica mediante la emisión de electrones, al incidir sobre ese material, una radiación electromagnética, es decir, luz visible. Este fenómeno es conocido como efecto fotoeléctrico.

La potencia de la radiación solar varía según el momento del día, el lugar y las condiciones climatológicas. Esa potencia se denomina irradiancia y se mide según el sistema internacional en W/m^2 . Existe una constante solar considerada como irradiancia directa o normal que posee el valor medio de $1366 W/m^2$.

Los paneles solares empleados para obtener energía eléctrica captan la radiación del sol de tres formas distintas:

- Radiación directa: Aquella que incide de forma directa proveniente del sol. Es la que los módulos suelen captar, ya que, es la más potente de todas.
- Radiación difusa: Aquella que incide en la Tierra, pero se desvía por diversos factores naturales y no actúa de forma directa. Las nubes o la lluvia pueden desviar esta luz.
- Albedo: Es la radiación reflejada y como bien indica su nombre, es aquella que es reflejada por la superficie terrestre. Existen algunos elementos que poseen un mayor coeficiente de reflexión que otros como por ejemplo la arena o la nieve.

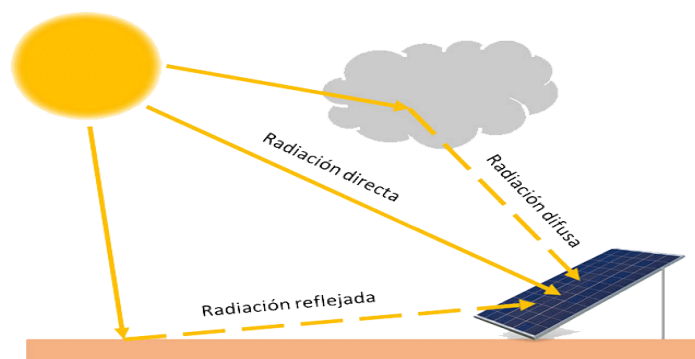


Imagen 1. Tipos de radiación solar. Fuente: Desmart Renovables.

2.1.1- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA A NIVEL MUNDIAL

Es una realidad que a día de hoy las energías renovables están en un aumento constante con el fin de luchar contra la producción de energía mediante combustibles fósiles y contra el cambio climático. Año tras año, todas y cada una de ellas aumentan su potencia instalada a nivel mundial, pero hay una en concreto que en los últimos años se ha disparado exponencialmente: **la energía solar fotovoltaica.**

Esta energía comenzó a ser notable en algunos países del mundo a principios del siglo XXI. Sin embargo, durante los últimos 15 años, la energía fotovoltaica ha marcado la mayor subida de la historia de las energías renovables en cuanto a potencia instalada se refiere. El siguiente gráfico hace referencia a este ascenso producido entre principios de 2005 y finales de 2021:



Gráfico 1. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada a nivel mundial en GigaWattios.

Fuente: Renewable Energy Magazine.

Este primer gráfico muestra el crecimiento exponencial de esta fuente energética renovable. Se puede observar que a principios del año 2022 había instalado un total de 942 GW. A día de hoy, existen informes de que el planeta ya ha superado el primer TeraWatio de capacidad solar instalada.

La IEA hace referencia a la Agencia Internacional de la Energía, por lo que el color azul oscuro contempla los países que se encuentran dentro de esta comunidad. Algunos de los países miembros son: China, Japón, Estados Unidos, Brasil, España, Alemania, Francia, etc... Este conjunto de países posee más del 80% de la potencia fotovoltaica instalada a nivel global.

Como bien se muestra en la gráfica anterior, los países pertenecientes a la Agencia Internacional de la Energía son los que más capacidad solar instalada poseen. A pesar de ello, la mayoría de los países a nivel mundial van evolucionando hacia una transición energética y una de las principales medidas es aumentar su capacidad solar. El siguiente gráfico muestra los principales países que más han apostado por esta fuente de energía:

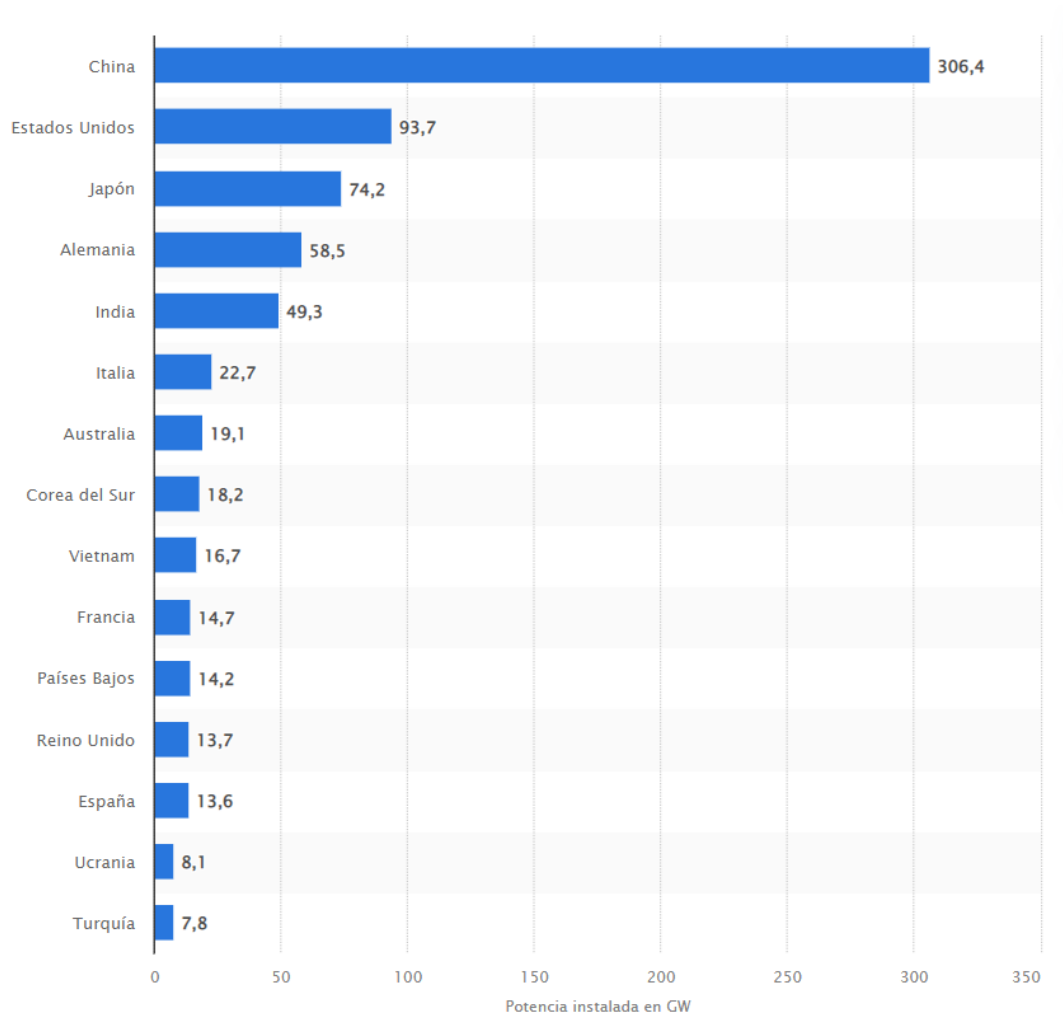


Gráfico 2. Países con el mayor potencial de energía fotovoltaica instalada en 2021. Fuente: Statista.

Tal y como se puede observar en el gráfico, China ha hecho una gran inversión durante los últimos años con el fin de desarrollar esta tecnología. Desde hace más de una década, es el país con mayor potencial fotovoltaico instalado, logrando a finales de 2021 un total de 306,4 GW. Además, es el principal suministrador de módulos solares para el resto del planeta.

Existe una gran brecha entre China y el resto de países, pero con el paso del tiempo todos van aumentando su capacidad energética. Otras economías mundiales como Estados, Japón o Alemania encabezan esta lista con el fin de cubrir cada vez más parte del consumo eléctrico del país a través de este tipo de energía. España se situaba a finales de 2021 en el puesto número trece con una potencia instalada de 13,4 GW. A pesar de todo, es uno de los países que más crece año a año en cuanto energía solar instalada se refiere.

2.1.2- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

España es considerado uno de los principales países del mundo en desarrollo de energía solar. Cada año se demuestra más esa cercanía hacia la transición energética, apostando por un futuro ecológico basado en las energías renovables. Durante el año 2022, según informa la Unión Española de Energía Fotovoltaica (UNEF), se instalaron casi 4 GW, es decir, alrededor de un 20% de la potencia total instalada actualmente. El siguiente gráfico indica el crecimiento del último lustro:

POTENCIA INSTALADA (MW) | SISTEMA ELÉCTRICO: Nacional

Del 2018 al 2022

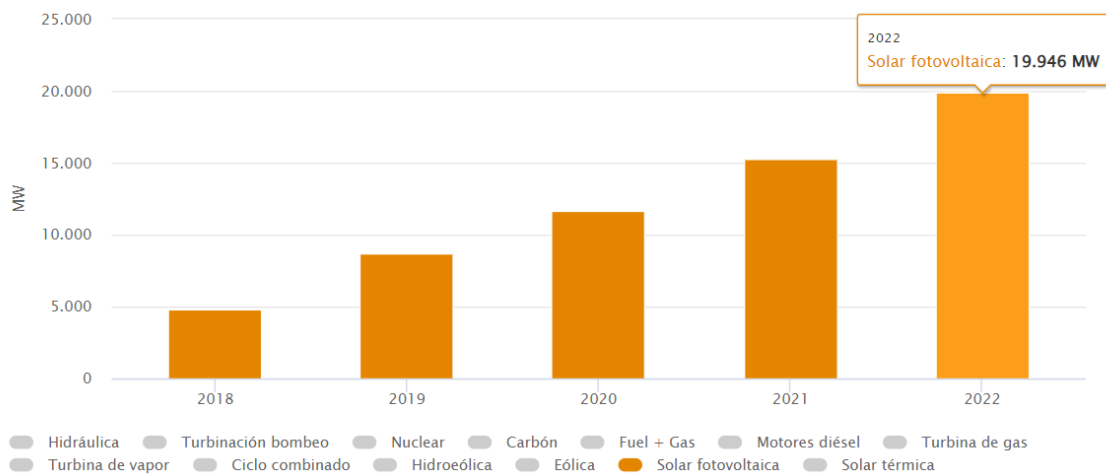


Gráfico 3. Potencia fotovoltaica instalada en España. Fuente: Red Eléctrica Española

Esta gráfica realizada por la Red Eléctrica Española, indica el constante crecimiento de la energía solar fotovoltaica. En la actualidad, España posee un total de 19,94 GW instalados contabilizando todas las plantas, huertos y cubiertas solares existentes conectados a red. Existen diversos motivos que explican este incremento pronunciado en los últimos años:

- Climatología del país: España posee un clima mediterráneo en su mayoría, donde los inviernos son suaves y cortos, mientras que los veranos son intensos y algo más largos. Por ese motivo el Sol predomina en el cielo durante gran parte del año por lo que es una de las principales ventajas para aprovechar la energía fotovoltaica.
- Reducción de la factura eléctrica y ayudas económicas: Actualmente, existen ciertas ayudas económicas de carácter europeo por instalar paneles solares a nivel residencial o industrial. Estas subvenciones pueden financiarte hasta un 40% de la instalación. Además, en los nuevos contratos con las comercializadoras eléctricas permiten comprar, a un precio más pequeño, la energía sobrante que no estás gastando de tu producción fotovoltaica.

- Reducción de los costes del material fotovoltaica: Es una realidad que los precios de los materiales para realizar instalaciones solares han caído en picado en los últimos años. Se ha basado en la propia ley de la oferta y la demanda. Empresas y particulares han empezado a llenar sus cubiertas de módulos fotovoltaicos, por lo que se ha disparado la demanda mundial y ha bajado su precio. La siguiente gráfica puede mostrar esa reducción constante:

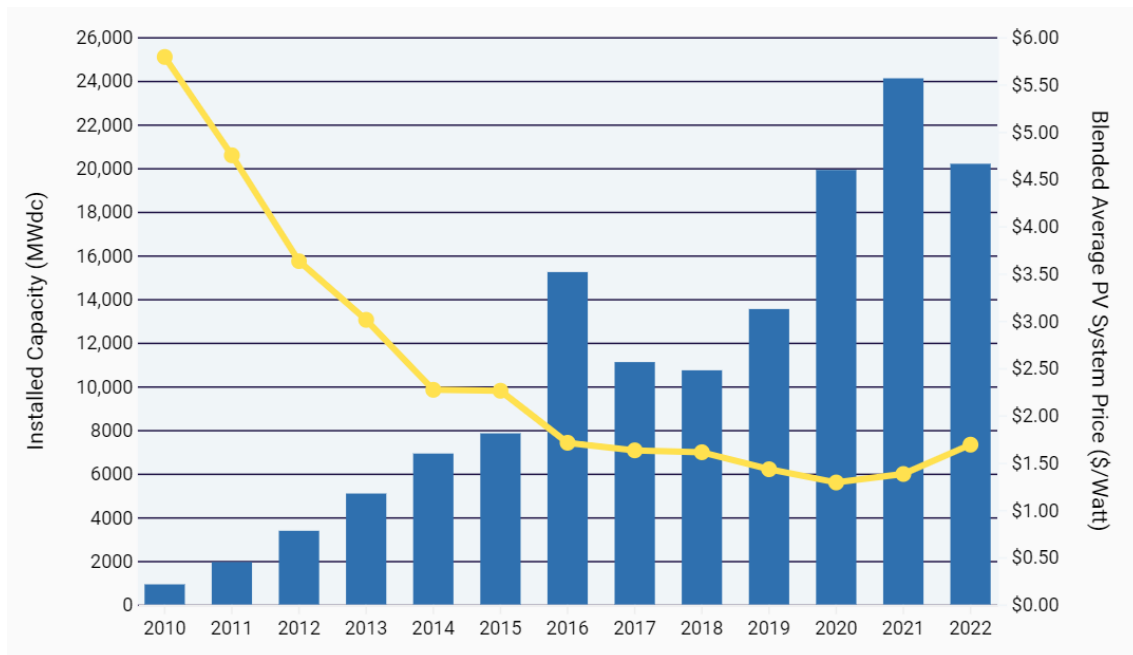


Gráfico 4. Reducción de los costes de una instalación solar.

Fuente: Social Energy Industries Association (SEIA)

Se puede observar que en la última década la reducción de los costes por Vatio (W) instalado han sufrido una caída abismal, conforme la instalación fotovoltaica anual se incrementaba. A día de hoy en España, el coste medio de la instalación solar a nivel residencial es aproximadamente de 1,2 € / Vatio (W).

2.2- ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

2.2.1- DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA

El siguiente proyecto va a estar basado en energía solar, pero más concretamente se va a emplear una tecnología algo más peculiar respecto a la tradicional. La energía fotovoltaica flotante consiste en acoplar los paneles solares sobre balsas flotantes, unir cada una de estas balsas y colocarlas de manera ordenada sobre una superficie acuática. Finalmente, todo el conjunto flotante se ancla con un simple sistema de fondeo o un anclaje en orilla.

Esta técnica utiliza los mismos módulos fotovoltaicos que se emplean en las instalaciones terrestres. Simplemente, van a ir enganchados a los flotadores y no a una estructura metálica o una cubierta. Los flotadores se van uniendo para formar los pasillos de mantenimiento y facilitar la unión del cableado. El cableado será posteriormente evacuado hacia los inversores y la red eléctrica que se encuentran fuera del embalse. Normalmente, se suele empezar su montaje fuera del agua y conforme se van uniendo las estructuras flotantes, se van depositando sobre el agua.

La modalidad fotovoltaica flotante es recomendada para colocarse sobre superficies acuáticas donde el agua permanece quieta en su mayoría del tiempo, como balsas de regadío, lagos, embalses, etc... Tal vez, el oleaje o las fuertes corrientes podrían destrozar la estructura si se depositará sobre el mar, así como que los módulos tendrían que resistir el poder de corrosión de la sal marina.

La siguiente imagen representa una instalación fotovoltaica flotante en todo su conjunto:

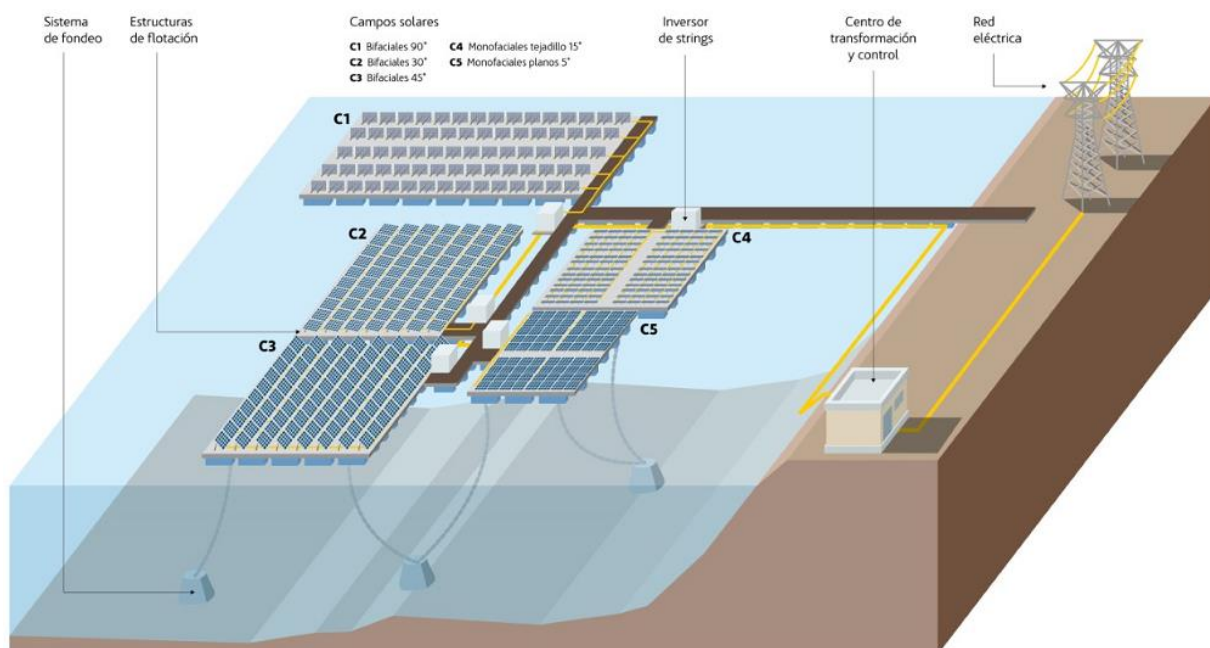


Imagen 2. Instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Renewable Energy Magazine.

La energía solar flotante, como cualquier otro tipo de energía renovable dispone de una gran cantidad de ventajas, aunque también surgen algunos inconvenientes. Esta tecnología está evolucionando y cada vez más países la ponen en práctica para producir energía eléctrica, es por ello por lo que hay que destacar sus virtudes y defectos.

- **Ventajas y beneficios de la tecnología fotovoltaica flotante**

- Reduce la destrucción de tierra productiva: Uno de los principales inconvenientes de la energía solar son los grandes parques fotovoltaicos que se construyen sobre terrenos. Dichos terrenos normalmente son aprovechados para otras funciones como la agricultura, la ganadería o reserva de especies animales. La tecnología flotante permite no invadir esas tierras y realizar la instalación sobre la balsa o el lago más cercano. De esta forma se preserva la naturaleza y se reduce la deforestación.
- Disminuye la evaporación del agua: En la actualidad, la sequía de los embalses es una realidad. El sistema flotante permite ocupar una parte o la totalidad del embalse con la instalación solar. Los paneles, al cubrir la superficie acuática, consiguen reducir el poder de evaporación del agua hasta en un 80% según indican algunos expertos del sector. Además, se tiene una segunda ventaja como es la reducción de generación de algas en determinados estanques de regadío lo que supone una limpieza natural del agua.
- Mejora la eficiencia de los módulos: El rendimiento de la instalación siempre depende de la eficiencia de sus materiales. Los módulos fotovoltaicos tienen un porcentaje de eficiencia que va decayendo con el paso del tiempo y con las altas temperaturas que los paneles deben soportar. El siguiente gráfico indica la reducción de eficiencia en función de la temperatura para un panel de 550 Wp:

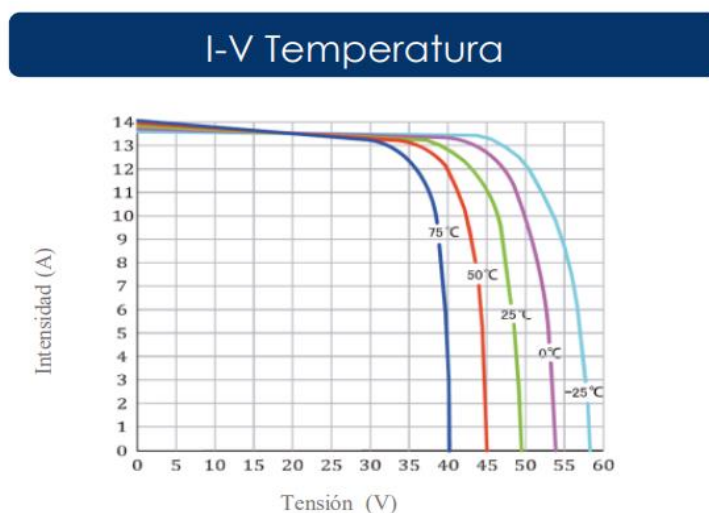


Gráfico 5. Variación de la eficiencia del módulo en función de la temperatura.

Fuente: Módulo Atersa 550 Wp

Se puede observar cómo a mayores temperaturas el módulo es cada vez menos eficiente. De hecho, todos los módulos del mercado poseen en su ficha técnica un coeficiente de pérdidas por grado aumentado desde la temperatura óptima de funcionamiento (25º). Se puede realizar un cálculo rápido de las pérdidas generadas con el incremento de temperatura en un panel que se encuentra en una cubierta, a través de estos datos:

FICHA TÉCNICA PANEL 550 Wp Atersa	
Temperatura óptima (°C)	25
Coeficiente de temperatura (%/°C)	-0,35
SUPOSICIÓN PARA CÁLCULO	
Temperatura del panel (°C)	28
Temperatura de la cubierta (°C)	32

Tabla 1. Datos supuestos para cálculo de pérdidas de eficiencia por temperatura.

Partiendo de estos valores, para calcular el porcentaje de pérdidas debemos saber que temperatura de testeo se va a alcanzar.

$$T_{\text{testeo}} = (T_{\text{panel}} + T_{\text{cubierta}}) - T_{\text{óptima}}$$

Sustituyendo los valores obtenemos que:

$$T_{\text{testeo}} = (28 + 32) - 25 = 35^{\circ}\text{C}$$

El porcentaje de pérdidas en función del incremento de temperatura se obtiene entonces multiplicando el coeficiente de temperatura del panel por la temperatura de testeo:

$$\% \text{ Pérdida de eficiencia} = 0,35 * 35 = 12,25$$

En resumen, cada vez que va incrementándose la temperatura del módulo, va a ir reduciendo su rendimiento, ya que, disminuye el voltaje del módulo y por lo tanto la potencia que puede producir. La tecnología flotante permite tener una refrigeración natural de los paneles por el aumento de la humedad al estar cerca del agua. De este modo, se va a reducir la temperatura tanto de la estructura cómo la del panel solar, mejorando el rendimiento global de la instalación.

- Sencillez de montaje e infraestructura: Las instalaciones flotantes necesitan menos materiales y una menor mano de obra para la ejecución del sistema. Los flotadores vienen ya montados y simplemente se deben anclar los paneles sobre la estructura, unir los distintos flotadores y colocarlos ordenadamente sobre el agua. El montaje se realiza en la orilla del embalse de forma muy sencilla y segura para los operarios.



- **Inconvenientes de la tecnología fotovoltaica flotante**

Los sistemas flotantes son una nueva fuente de energía para obtener electricidad. Las instalaciones fotovoltaicas sobre terreno o cubierta han ido evolucionando en las últimas décadas y la demanda de este tipo de montajes se ha incrementado exponencialmente al mismo que tiempo que se desarrollaba la tecnología. En cambio, la técnica de hacer un sistema fotovoltaico sobre el agua es algo más reciente. Por ese motivo, las principales desventajas que surgen están relacionadas con el ámbito económico de los materiales empleados.

- Elevados precios de los materiales y del mantenimiento de la instalación: Las instalaciones flotantes resultan sencillas en cuanto montaje y material necesario, pero el hecho de estar flotando sobre el agua encarece en gran medida el proyecto. Las estructuras flotantes, los sistemas de anclaje y la evacuación del cableado son puntos que marcan la diferencia económica con las instalaciones terrestres. La siguiente tabla indica el precio medio de ambos sistemas a nivel de instalaciones de varios megavatios:

Instalaciones terrestres	€/Vatio	0.65
Instalaciones flotantes	€/Vatio	0.8

Tabla 2. Diferencia de precios entre una instalación solar grande terrestre y flotante.

Se puede comprobar como existe una clara diferencia entre el coste general de una instalación terrestre respecto a una flotante. Cuanto más grande sea la planta solar, es decir, cuanto más potencia haya instalada más diferencia habrá entre ambos sistemas y un mayor porcentaje de encarecimiento existirá. El punto de inflexión es la estructura flotante que debe emplear para aguantar los paneles. Mientras que en una cubierta utilizas productos de aluminio o acero galvanizado para anclar de forma sencilla al tejado, en el sistema de flotación necesitas la estructura flotante y el anclaje sobre ella.

- Resistencia de los materiales al salitre o al oleaje: Existe otro inconveniente pronunciado en esta tecnología después del aspecto económico y es la resistencia de las instalaciones flotantes ante el salitre del agua marina. Una instalación de cualquier ámbito ejecutada sobre el agua del mar debe aguantar al gran poder de corrosión de la sal. Todos los elementos tendrían especificaciones para soportar este inconveniente, pero de todas formas la corrosión aceleraría el proceso de degradación del módulo y por lo tanto se reduciría su eficiencia en unos pocos años. En segundo lugar, la estructura del sistema flotante podría ser seriamente afectada ante un episodio de gran oleaje o tormenta. Por ese motivo, este tipo de proyectos solares se suelen llevar a cabo en superficies acuáticas donde el agua permanece de forma tranquila, es decir, se recomienda hacer uso de estas instalaciones en lagos, embalses o balsas de regadío.

2.2.2 - TECNOLOGÍA FLOTANTE A NIVEL MUNDIAL

La energía solar flotante es una de las modalidades para obtener energía eléctrica dentro del sector fotovoltaico. Se va a llevar a cabo de la misma forma, pero utilizando una superficie acuática para depositar la instalación. Como bien se ha comentado en puntos anteriores, la energía solar ha crecido muchísimo a lo largo de los últimos quince años, pero en concreto los sistemas fotovoltaicos flotantes son algo más recientes. La potencia instalada con este tipo de proyectos se ha disparado exponencialmente durante el último lustro y es ahora cuando empieza a considerarse una nueva forma de obtener energía de cara al futuro. El siguiente gráfico recoge la potencia instalada a nivel mundial de los sistemas flotantes conectados a red:

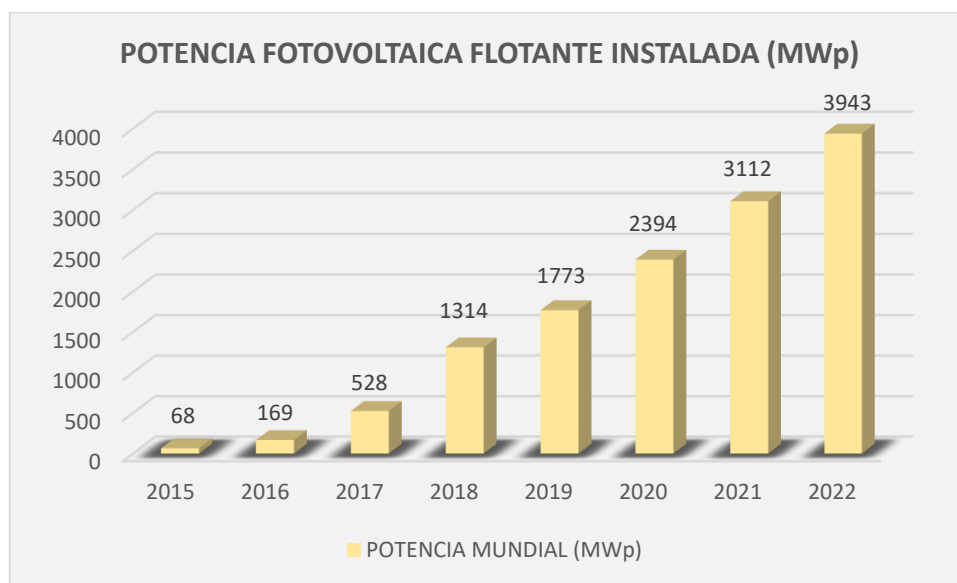


Gráfico 6. Potencia fotovoltaica flotante instalada en el mundo. Fuente: Basada en información proveniente de distintas empresas del sector.

Se puede observar que el crecimiento mayoritario se produce a partir de 2018, cuando grandes economías mundiales empiezan a apostar por esta tecnología en grandes superficies de agua con el fin de no destruir la naturaleza para la realización de grandes plantas fotovoltaicas. Muchos países están apostando por esta modalidad energética de cara el futuro sobre todo pensando en pueblos o ciudades que necesitan generar energía de forma limpia y no dispongan de grandes terrenos adecuados y cercanos para proyectos solares terrestres. Actualmente, existen cerca de 4 GW instalados por todo el mundo, pero se espera que en los próximos años ese valor siga subiendo de forma constante según indican diversas empresas del sector.

La mayoría de los países predominantes en el sector flotante se encuentran en el continente asiático. Algunos países como China, Japón o Corea del Sur se mantienen al frente de la lista de mayores potencias fotovoltaicas flotantes instaladas a nivel mundial. Estos estados mantienen su posición de fomentar esta nueva fuente de energía debido a la falta de terreno adecuado para parques solares, es por ello, por lo que ofrecen grandes ayudas económicas para apostar por esta nueva tecnología.

Japón alberga cuarenta y cinco de las setenta mayores plantas solares flotantes del planeta. A pesar de ello, China que es su principal competidor en el sector, ha desarrollado el proyecto fotovoltaico flotante más grande del mundo. Se trata de una planta solar de 320 MW construida en dos fases. La primera de ellas albergó un total de 200 MW y a continuación se amplió con otros 120 MW. En la siguiente imagen se puede observar la magnitud de la planta:



Imagen 3. Planta fotovoltaica flotante más grande del mundo. Fuente: World Trade Energy

El parque solar lo ha llevado a cabo una gran compañía energética de China denominada “Huanen Power International” y aseguran que la central debe producir unos 550 millones de kWh de electricidad al año. Está ubicada en Dezhou, en la provincia china de Shandong y se ha convertido en un record a batir para futuras industrias del sector.

2.2.3- TECNOLOGÍA FLOTANTE EN ESPAÑA

La energía fotovoltaica flotante en España es considerada una fuente de energía relativamente reciente. A la vez que las distintas energías solares aumentan su capacidad instalada en el territorio, los sistemas flotantes también lo hacen. Se trata de una aplicación que está empezando a dar sus primeros pasos, pero se espera que crezca, tanto a nivel global como a nivel nacional.

Actualmente, existen grandes parques flotantes instalados en España, pero todavía hay muchos que se encuentran en proceso de construcción. Según la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), ya hay megaproyectos de plantas solares flotante en regiones de Asia, por lo que quieren fomentar este tipo de sistemas de obtención eléctrica con el fin de disminuir la deforestación causada por la implantación de paneles. Los miembros de la UNEF aseguran que España es uno de los países europeos con mayor cantidad de presas y embalses, por lo que este tipo de energía sería muy útil para todo el territorio.

En los últimos años se han estado desarrollando varios proyectos de sistemas solares flotantes en determinadas regiones de España. Durante los futuros años, se quieren construir grandes parques flotantes declarados productores de energía y conectándolos a la red eléctrica española.

Uno de los proyectos pioneros fue el que llevo a cabo la empresa “Acciona” en 2020. Según afirmaban los miembros del proyecto, dicha instalación flotante era la primera mega planta fotovoltaica flotante conectada a red. Está ubicada en el término municipal de Zorita, en Cáceres. Se encuentra sobre el embalse de Sierra Brava y la instalación posee las siguientes características:

- Ocupa unos 12.000 m², es decir, alrededor de un 0,07 % de la superficie acuática.
- Potencia instalada de **1,125 MW**
- 6.000 módulos fotovoltaicos de 375 W
- Hasta un tiempo después se convirtió en la planta solar flotante más grande de España

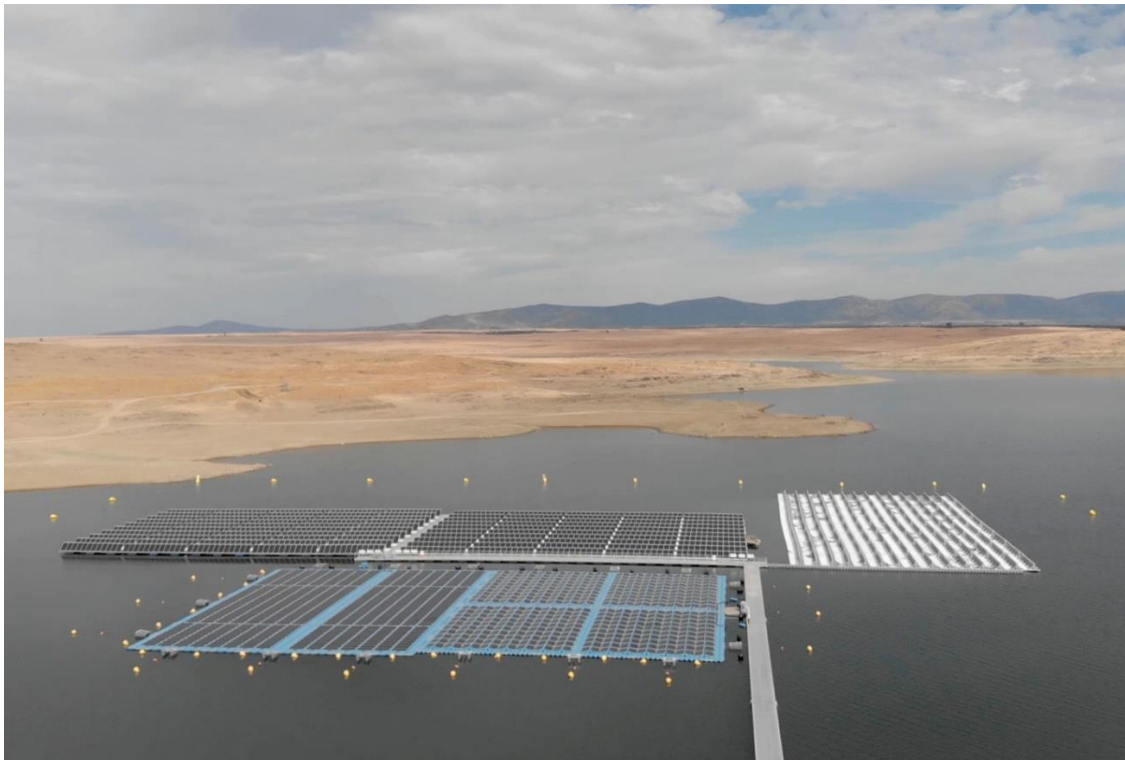


Imagen 4. Planta fotovoltaica flotante sobre el embalse de Sierra Brava en Cáceres. Fuente: Acciona.

A partir de ese momento, en todo el territorio nacional se han empezado a desarrollar más plantas flotantes. Las grandes compañías energéticas quieren apostar por esta nueva tecnología y construir cada vez parques solares flotantes más grandes para que puedan aportar mayor cantidad de energía.

En la actualidad, en España, el proyecto fotovoltaico flotante más grande está ubicado en Andalucía. El sur del país se encuentra en un estado crítico de sequías y con este tipo de instalaciones se quieren intentar reducir en primer lugar la evaporación del agua y en segundo, controlar los sistemas de riego con bombeo de determinadas regiones. La instalación se llevó a cabo en una balsa de riego de la Comunidad de Regantes de Sur-Andévalo, en Huelva y posee las siguientes características:

- Potencia instalada de **1,6 MW**
- 3.584 módulos fotovoltaicos de 450 W
- 7.168 flotadores de última generación
- Se han instalado tres pasarelas conectadas con la orilla de la balsa para facilitar el mantenimiento y la evacuación del cableado
- Se ha convertido en la mayor planta solar flotante de España



Imagen 5. Planta fotovoltaica flotante de la comunidad de regantes de Sur-Andévalo en Huelva.

Fuente: El periódico de la energía.



3. CASO DE ESTUDIO

3.1- COMUNIDAD DE REGANTES DE LORCA

El caso de estudio que va a ser desarrollado a continuación trata de una balsa de riego perteneciente a la Comunidad de Regantes de Lorca, en Murcia. Esta comunidad regantes se fundó en 1978 y desde sus inicios se han caracterizado de ser un claro ejemplo de aprovechamiento de recursos, innovación y modernización a lo largo de los años. A día de hoy, están asociados más de 12.000 regantes lorquinos y es de vital importancia para controlar las sequías que abordan el territorio español.

Actualmente, la Comunidad de Regantes de Lorca cuenta con una superficie regable de 23.790 hectáreas, las cuales se dividen en tres tipos de regadío:

- Regadío tradicional: Abarca un total de 12.504 hectáreas y hace referencia a toda aquella superficie en la que todavía se emplean métodos y técnicas de riego utilizados históricamente antes de las tecnologías modernas. Se usan acequias, canales o sistemas de distribución de agua por gravedad para regar los cultivos.
- Regadío consolidado: Abarca un total de 11.285 hectáreas y se identifica con toda superficie en la que se ha ido evolucionado a lo largo del tiempo para aprovechar mejor los recursos hídricos disponibles, modernizar las técnicas de regadío y satisfacer las distintas necesidades del momento.
- Zona de ampliación de regadío: Abarca alrededor de 1000 hectáreas y se corresponde con el área geográfica donde se lleva a cabo la expansión de la superficie agrícola regada.

3.2- Balsa de Riego “LA TORRECILLA”

La planta solar fotovoltaica se situará en la balsa de la “Torrecilla”, ubicada en el municipio murciano de Lorca. Dicha balsa de riego tiene un área de 35.824 m² en su cota coronación y puede llegar a albergar en su máximo nivel un total de 200.028 m³ de agua gracias a sus 6 metros de profundidad. Es considerada una de las balsas de riego más grandes de la Comunidad de Regantes de Lorca.

Esta comunidad regante posee grandes interconexiones entre distintos embalses para poder satisfacer las necesidades de toda la población que requiera el regadío de algún cultivo. Es por ello, por lo que la balsa donde se va a construir la instalación solar no es la encargada de suministrar de forma directa el agua hacia la superficie agrícola. Dicha balsa de la Torrecilla actúa como un sistema de almacenaje de agua para ir suministrando a otro embalse que se encuentra ubicado a una cota superior y que será el encargado de repartir el agua para el regadío.

El agua que almacena la balsa de la Torrecilla procede de dos puntos en concreto. En primer lugar, de los diversos pozos subterráneos que tiene la Comunidad de Regantes de Lorca en concesión. En segundo lugar, parte del agua que recibe este embalse llega desde la desalinizadora de Águilas que se encuentra a unos 25 kilómetros de distancia. El embalse tiene el siguiente aspecto:

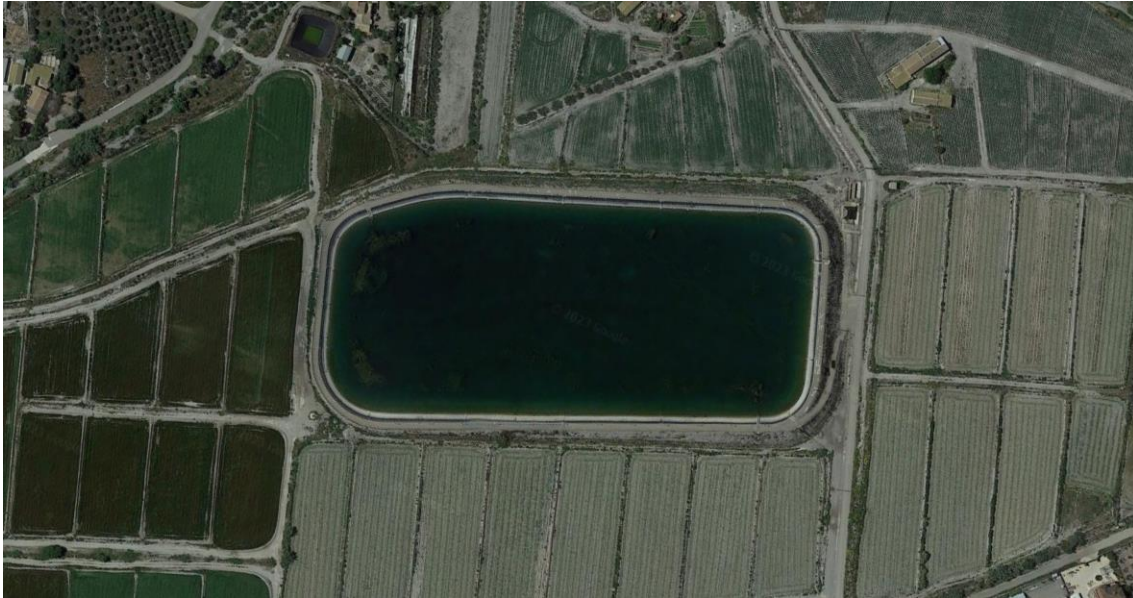


Imagen 6. Balsa de riego la "Torrecilla". Fuente: Google Earth.

Dicho embalse se encuentra a una altura de 326 metros sobre el nivel del mar y en los cultivos adyacentes no es suficiente la presión con la que baja el agua desde este punto para poder realizar el regadío de forma correcta. Por ese motivo, se instaló un sistema de bombeo que se encuentra situado junto al embalse de la Torrecilla con el fin de impulsar el agua hasta la balsa de la Jeresa:



Imagen 7. Recorrido entre el embalse de la Torrecilla y la balsa de la Jeresa.

Fuente: Google Earth.



Ambas balsas se encuentran a unos 1.600 metros de distancia como se puede observar en la imagen anterior. Además, la balsa de la Jeresa está situada a unos 365 metros sobre el nivel del mar, por lo que el sistema de bombeo ubicado en el embalse de la Torrecilla debe elevar el agua más de 40 metros. Este es un proceso que consume una gran cantidad de energía, sin embargo, resulta muy útil para conseguir que el agua se dirija hacia los cultivos con la suficiente presión para poder realizar el regadío correctamente por las más de 2000 hectáreas correspondientes.

3.3- ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN SOLAR DISPONIBLE

La instalación fotovoltaica se va a situar sobre el agua del embalse, por lo que al conocer su ubicación exacta podemos calcular la irradiación solar que va a haber en ese punto para hacernos una idea de lo que podrán captar los módulos fotovoltaicos.

Para poder realizar un estudio de la irradiación solar se hará uso de un Software empleado comúnmente en el sector fotovoltaico y promovido por la Comisión Europea que recibe el nombre de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

Entre las distintas herramientas que posee este programa, se encuentra una que permite hacer el cálculo de la irradiación solar mensual o horaria en cualquier punto del planeta. La siguiente tabla muestra los datos de la irradiación solar de forma mensual, pero para obtener una información más realista se utilizará la media de los tres últimos años:

DATOS PVGIS	2020-2022		
	IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA(kWh/m2)		
MES	H(hor.)	H(i)	H(i_opt)
ENERO	88.64	100.41	156.75
FEBRERO	112.23	122.76	169.01
MARZO	141.69	149.15	175.28
ABRIL	166.27	170.32	174.43
MAYO	225.35	227.56	213.34
JUNIO	237.27	237.88	213.11
JULIO	243.22	244.82	224.08
AGOSTO	213.26	217.59	216.68
SEPTIEMBRE	155.99	162.62	182.32
OCTUBRE	128.13	137.77	177.61
NOVIEMBRE	89.14	99.01	144.83
DICIEMBRE	81.28	93.17	151.11

Tabla 3. Irradiación solar mensual según el ángulo de inclinación del panel.

Fuente: PVGIS y elaboración propia.

En la tabla anterior se pueden visualizar tres parámetros de irradiación distintos:

- H(hor.): Irradiación solar mensual en un plano horizontal.
- H(i): Irradiación solar mensual en un plano con inclinación 5º.
- H(i_opt): Irradiación solar mensual en un plano con el ángulo óptimo. (36º)

Estos tres indicativos son aquellos que nos pueden indicar si nuestra ubicación e inclinación de los módulos es la más adecuada. En este caso, el programa PVGIS ha detectado que el ángulo óptimo con el que se capta una mayor irradiación solar durante todo el año es de 36º. En cambio, las estructuras fotovoltaicas flotantes donde se van a colocar los módulos van a disponer de una inclinación de 5º. En el siguiente gráfico lineal se puede observar la diferencia de irradiación obtenida lo largo del año:

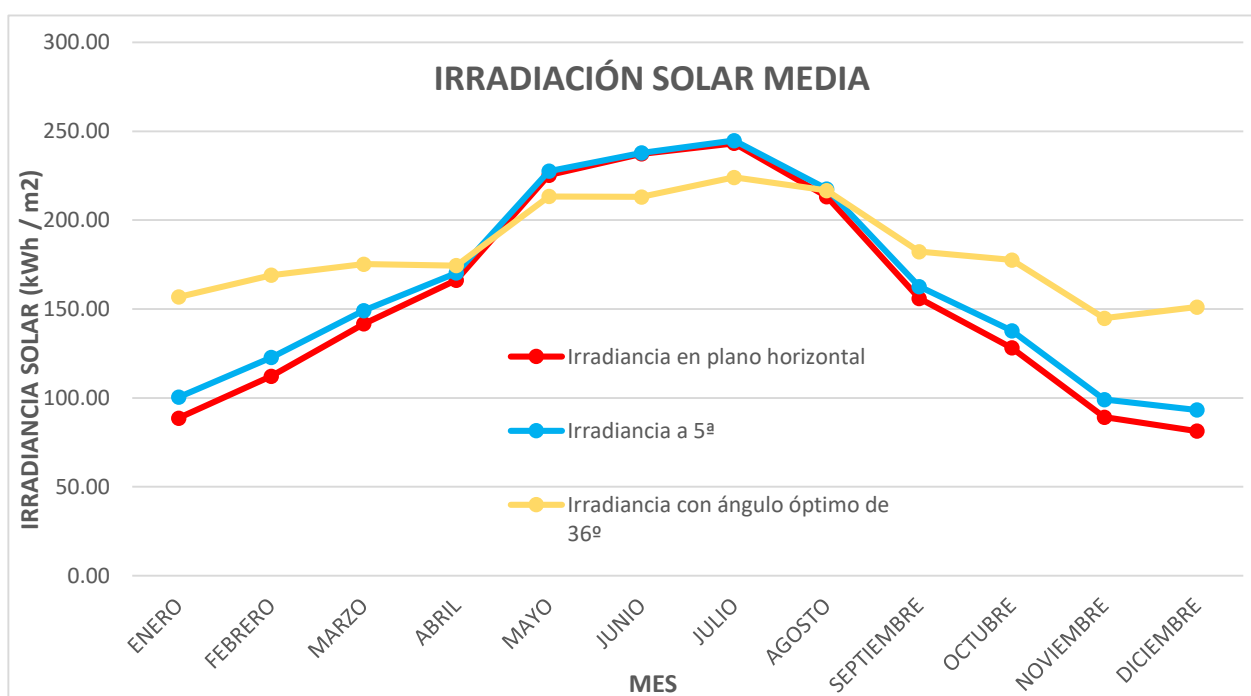


Gráfico 7. Irradiación solar mensual según el ángulo de inclinación. Fuente: PVGIS y elaboración propia.

Se puede contemplar que la irradiación solar obtenida estableciendo los módulos en el ángulo óptimo, es la más eficiente de todas. Sin embargo, la estructura que se va a instalar no permite establecer dicha inclinación por lo que se tiene que realizar con una inclinación de 5º.

A pesar de ello, se puede observar que la irradiación solar a 5º obtiene mejores resultados durante los meses centrales del año, por lo que podremos captar una mayor irradiación desde abril hasta septiembre generalmente. Los meses de inviernos serán los más complicados, ya que, el sol permanecerá en una posición más baja y al tener instalados los módulos con una menor inclinación, las células fotovoltaicas no podrán captar tanta irradiación solar como si estuviéramos en el ángulo óptimo.

3.4- ANÁLISIS DE CONSUMO DEL SISTEMA DE BOMBEO

3.4.1- TARIFA CONTRATADA

La balsa de riego está conectada a un sistema de bombeo que eleva el agua hasta el siguiente embalse para su futuro regadío. Dicho conjunto de bombas posee una tarifa contratada con su respectiva comercializadora. Actualmente, disponen de la tarifa de Alta tensión 6.1 TD distribuida en seis periodos.

En primer lugar, es una tarifa destinada para una tensión de suministro que oscile entre 1 kV y 30 kV, es decir, puntos con altos consumos energéticos. En segundo lugar, esta nueva tarifa permite establecer cualquier valor de potencia contratada sin indicar ningún mínimo de potencia como existía en tarifas anteriores. Por último, el precio varía según el periodo horario en el que te encuentres, así como si es temporada baja, media, media alta o alta. La siguiente tabla indica los distintos periodos según la hora del día y del mes:

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Tabla 4. Periodos horarios de la tarifa 6.1 TD de alta tensión. Fuente: Energigreen

En función de la temporada, mes y hora en la que te encuentres el precio tanto del término de potencia como el de la energía podrá variar. La potencia contratada por la Comunidad de Regantes de Lorca para los distintos periodos es la siguiente:

POTENCIA CONTRATADA	
P1	380 KW
P2	380 KW
P3	380 KW
P4	30 KW
P5	380 KW
P6	460 KW

Tabla 5. Potencia contratada del sistema de bombeo. Fuente: Facturas comunidad de regantes.

3.4.2- CONSUMO GENERADO POR LA BALSA DE RIEGO

Debido a las facturas ofrecidas por parte de la Comunidad de Regantes de Lorca, se ha podido realizar un estudio energético del consumo de la balsa en la cual se realizará la instalación fotovoltaica. Se ha analizado el consumo por horas y meses, pudiendo observar en que momento del día se regaba con mayor intensidad debido al aumento en el consumo del sistema de bombeo.

El sistema de bombeo instalado a pocos metros del embalse de la “Torrecilla” está formado por cinco bombas de agua de distinta potencia. Dichas bombas son las encargadas de elevar el agua desde un embalse a otro separado por más de 1600 metros de distancia. La siguiente tabla indica la potencia de cada una de las bombas:

EQUIPOS DEL SISTEMA	POTENCIA
BOMBA 1	165 KW
BOMBA 2	135 KW
BOMBA 3	75 KW
BOMBA 4	136 KW
BOMBA 5	75 KW

Tabla 6. Potencia ofrecida por los equipos del sistema de bombeo de la balsa.

Fuente: Comunidad de regantes.

El sistema de bombeo instalado debe elevar el agua a una cota determinada superando algo más de 40 metros de desnivel, por lo que se produce un gran consumo a lo largo de todo el día. Según nos informaron desde la Comunidad de Regantes de Lorca, durante prácticamente todo el día están subiendo agua por lo que las horas que no pertenecen al horario de riego, el consumo que se produce es bastante constante. En el siguiente gráfico se puede observar el consumo generado durante todo el año 2022 en función de la hora del día:

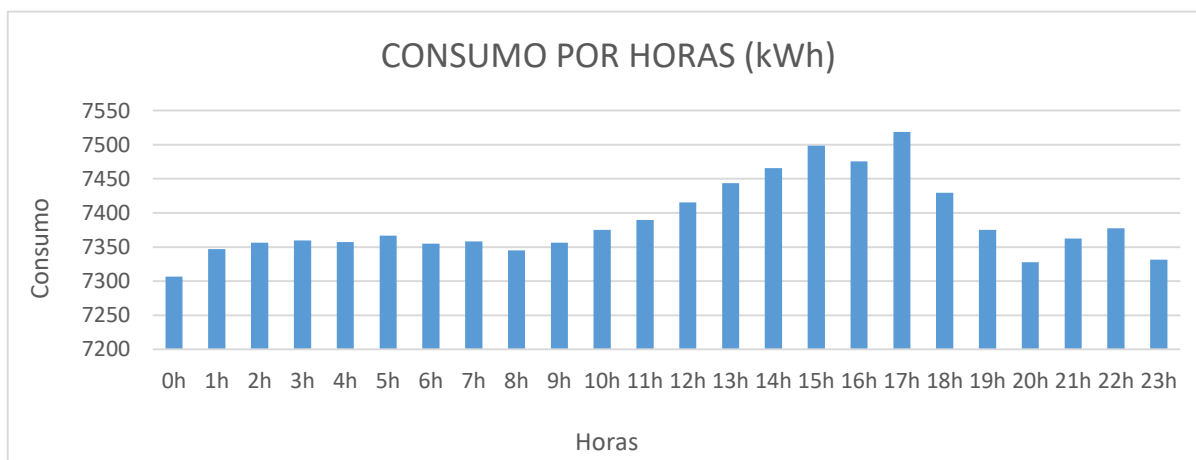


Gráfico 8. Consumo horario generado por el sistema de bombeo de la balsa.

Fuente: Comunidad de regantes.

Según se puede observar en el anterior gráfico, los consumos horarios a excepción de las horas de riego sí que son bastante constantes. En cambio, se va a poder observar que en el consumo producido a lo largo de todo el año de forma mensual no se contempla el mismo resultado. Según nos han indicado desde la Comunidad de Regantes, se produce un mayor consumo del sistema de bombeo en los meses de temperatura intermedias. Durante el verano y los meses invernales son cuando se produce un menor consumo, debido a que se produce una mayor demanda de regadío por parte de los agricultores.

En el siguiente gráfico se puede observar el consumo mensual del año pasado:

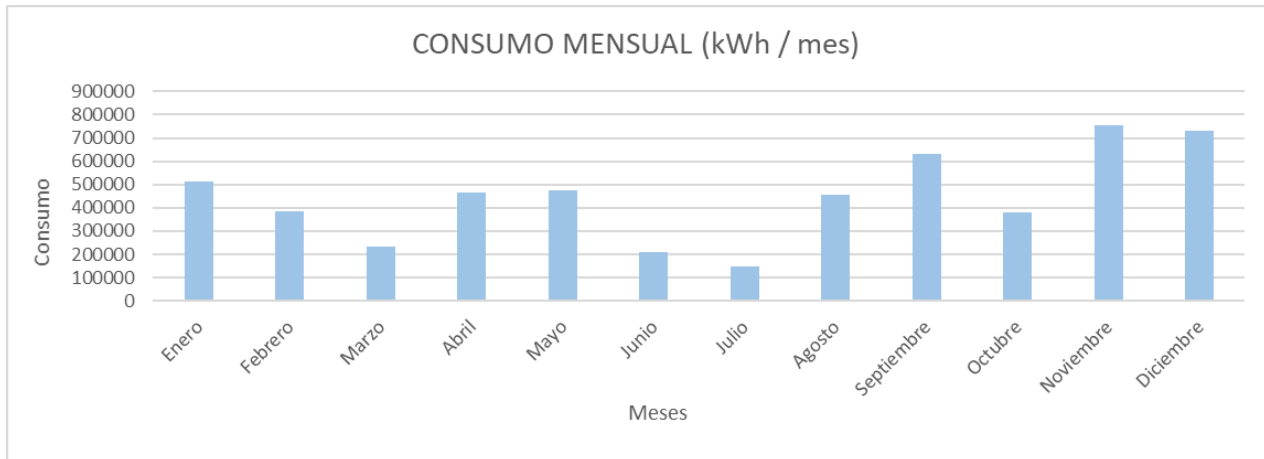


Gráfico 9. Consumo mensual generado por el sistema de bombeo de la balsa.

Fuente: Comunidad de regantes.

3.4.3- PROPUESTA DE MEJORA

Una vez se han podido analizar los consumos producidos en el Embalse de la “Torrecilla”, se puede tomar una decisión respecto a la mejora que se quiere llegar a conseguir, para reducir la factura eléctrica de la Comunidad de Regantes de Lorca.

Según se ha observado en los gráficos de los puntos anteriores referidos al consumo, se contempla unos consumos muy variados durante todos los meses del año. En cambio, el consumo por horas demuestra un claro horario de riego predominante que abarca desde las nueve de la mañana hasta las cinco de la tarde. Es decir, existe un horario de riego más habitual durante las horas diurnas, pero de todas formas se realizan bombeos de agua y por lo tanto riegos durante las horas nocturnas como se puede contemplar en la gráfica de consumo horario.

Dichas justificaciones coinciden en su plenitud con la información que fue dada por la Comunidad de Regantes de Lorca. La asociación afirmó tener un bombeo diurno para regar los campos de manera habitual, pero se indicó también que existían de vez en cuando riegos nocturnos a lo largo del año. Tras comparar y estudiar toda la información obtenida se ha decidido contactar con la Comunidad de Regantes de Lorca para proponerle dos opciones de desarrollo de proyecto fotovoltaico con el fin de reducir costes en su factura eléctrica con la menor inversión económica posible:



- **1ª Propuesta:** Realizar una instalación fotovoltaica flotante sobre el embalse de la “Torrecilla” conectado a la caseta del sistema de bombeo, para poder cubrir parte del consumo eléctrico generado.

- **Ventajas**

- Los grandes picos de consumo durante el día podrán ser cubiertos.
- Inversión económica inicial menor.
- Los consumos nocturnos en P6 son los más baratos.

- **Inconvenientes**

- Los consumos generados por las horas de la tarde y la noche no podrán ser cubiertos.
- Necesidad de instalar una mayor cantidad de paneles para poder abarcar un mayor consumo en horas de baja producción.

- **2ª Propuesta:** Realizar una instalación fotovoltaica flotante sobre el embalse de la “Torrecilla” junto con una instalación de baterías de litio para almacenar energía y estar conectado a la caseta del sistema de bombeo.

- **Ventajas**

- Los consumos generados durante el horario nocturno se cubrirán gracias al almacenaje de energía en las baterías para cuando no haya producción.

- **Inconvenientes**

- Inversión económica inicial mayor debido a las baterías necesarias.
- Se realizaría una mayor inversión para cubrir el periodo de consumo P6, que es el más económico.

Tras informar de estos dos planteamientos a la Comunidad de Regantes de Lorca, se llegó a la conclusión de que no deseaban invertir una mayor cantidad de dinero para instalar baterías, ya que, el consumo nocturno era algo más ocasional a pesar de ser bastante pronunciado y además coincidía que el periodo de horas nocturnas es el momento en el que la energía está más barata.

Por ese motivo, se ha decidido descartar la propuesta de instalar baterías y se ha escogido la opción desarrollar una instalación fotovoltaica flotante para reducir parte del consumo diurno únicamente.

4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

4.1- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y POTENCIA A INSTALAR.

A continuación, se va a proceder a realizar el dimensionamiento de toda la instalación fotovoltaica. Este proceso incluye toda la selección de los materiales y objetos necesarios para el diseño de una obra de este estilo. Se va a seleccionar la estructura flotante, los inversores y los módulos fotovoltaicos, en ese orden exacto, para poder cuadrar de forma correcta el número de strings por inversores y el tamaño del panel en función del flotador escogido.

Tras contactar con la Comunidad de Regantes de Lorca y decidir llevar a cabo la propuesta número uno explicada en el punto anterior, se debe de ajustar la potencia instalada en nuestra instalación para escoger las cantidades adecuadas de materiales. Una de las principales formas de escoger una determinada potencia instalada es realizar una comparativa entre la producción fotovoltaica de la instalación y el consumo anual del embalse.

Según se ha observado en el punto anterior referido a las curvas de consumo del embalse, el sistema de bombeo produce un gran consumo mensual. Es por ello, por lo que se necesitará una instalación fotovoltaica considerablemente grande. Se ha utilizado un programa de diseño fotovoltaico denominado Helioscope, donde se obtiene la curva de producción solar. Con ello la siguiente gráfica que muestra una comparativa entre el consumo real del embalse y una supuesta instalación de **2 MW** de potencia instalada:

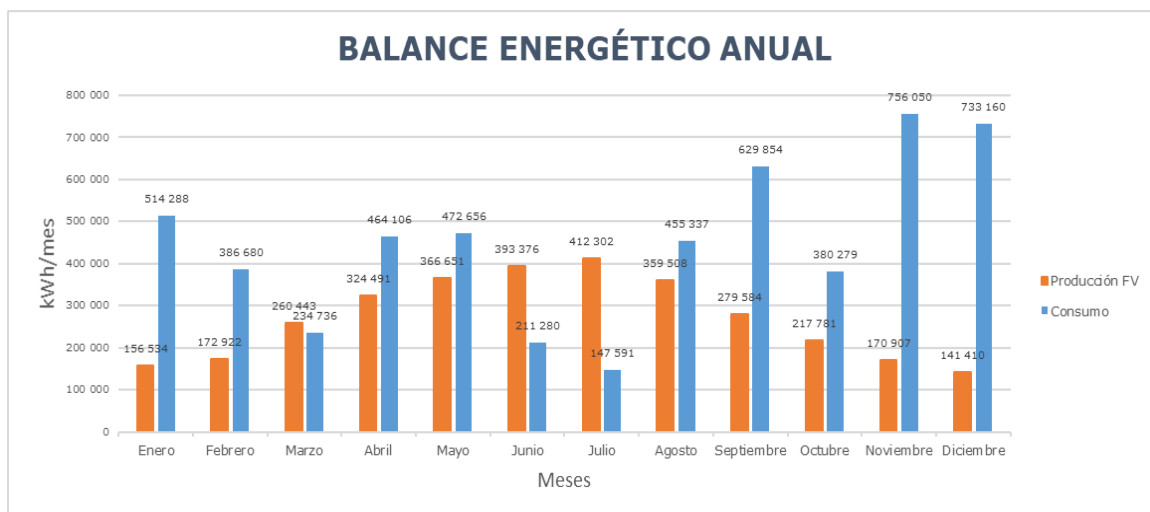


Gráfico 10. Balance energético anual entre el consumo del bombeo y la producción de la instalación.

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el consumo del sistema de bombeo, reflejado en color azul, es extremadamente elevado. El principal objetivo de esta instalación fotovoltaica es cubrir la mayor parte del consumo posible, pero ha resultado ser bastante complicado ya que existe una gran diferencia de consumo entre los distintos meses del año. Se contempla que en los meses invernales generan un mayor consumo, mientras que, en los meses veraniegos el consumo es muchísimo menor. Es por este motivo, por el que había que buscar una determinada potencia instalada que de carácter medio, ya que, en los meses de menor consumo estamos desaprovechando mucha producción energética.

Por otro lado, desde la Comunidad de Regantes de Lorca, solicitaron si era posible cubrir un 50% de la superficie acuática, como máximo, con la instalación de los paneles. El siguiente cálculo demuestra el porcentaje ocupado de la balsa por una instalación de 2 MW aproximadamente:

El embalse de la Torrecilla tiene aproximadamente una superficie de 35.000 m², por lo que un 50% representaría unos **17.500 m²**. Si los módulos fotovoltaicos escogidos son de 550 Wp, tendrán una superficie de 2.6 m², por lo que se va a calcular cuantos paneles se necesitarán para una instalación de 2 MW y se multiplicarán por la superficie de un panel.

$$\text{Nº Paneles fotovoltaicos} = \frac{2.000.000 \text{ W}}{550 \text{ W}} = 3.636, 36 \text{ módulos}$$

Se van a seleccionar un total de **3.600 módulos** para simplificar los cálculos y el diseño de la instalación, por lo que:

$$\text{Superficie ocupada} = 3.600 \text{ módulos} * 2,6 \frac{\text{m}^2}{\text{módulo}} = 9.360 \text{ m}^2$$

La instalación va a contener un sistema de flotadores donde se acoplarán los módulos, un sistema de pasarelas de mantenimiento sobre la balsa y un sistema de amarre y anclaje. Por ese motivo, esa superficie ocupada debe aumentar. Se supone que con todos esos elementos se podría llegar a ocupar un 50% más de superficie de la que se ha calculado de momento:

Superficie total ocupada = 9.360 m² * 1.5 = 14.040 m² < 17.500 m² (50% superficie acuática)

Una vez se puede asegurar que con la potencia instalada no se supera el 50% de la superficie acuática, se va a proceder a realizar una media de consumo y producción con los meses más equilibrados para poder comparar si estamos instalando una potencia realmente correcta.

La siguiente gráfica muestra una comparativa entre el consumo medio del sistema, eliminando los meses más atípicos, y la producción media mensual de la instalación fotovoltaica:

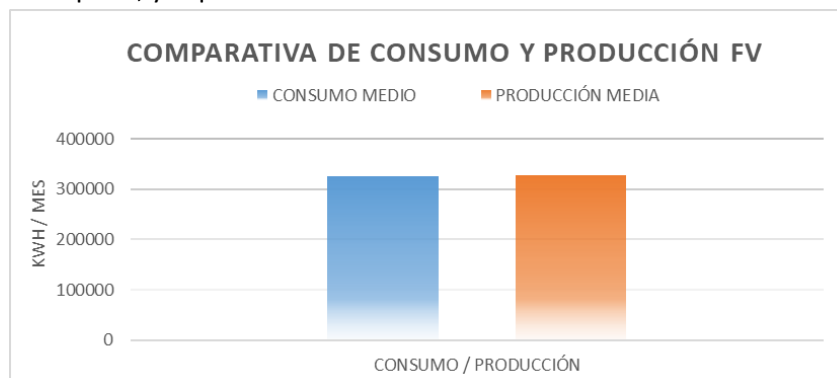


Gráfico 11. Comparativa de consumo medio y producción media. Fuente: Elaboración propia.

4.2- SELECCIÓN DE LA ESTRUCTURA FLOTANTE

El primer paso para empezar a dimensionar nuestra instalación debe ser el punto diferencial de este proyecto solar. Los paneles fotovoltaicos van a ir depositados sobre estructura flotantes que se encontraran sobre la superficie de la balsa. Dichos módulos suelen ir acoplados con una serie de enganches para ofrecer una mayor sujeción y seguridad del equipo. El montaje de los paneles sobre la estructura flotante se realizará en terreno firme y conforme se vayan ajustando las distintas islas de módulos, se irán vertiendo sobre el agua.

Actualmente, existen cada vez más empresas centradas en el desarrollo de productos relacionados con la energía solar. A pesar de que las instalaciones fotovoltaicas flotantes no son, todavía, de lo más habitual, hay varias compañías que llevan un tiempo en el sector. Es por ello, por lo que vamos a analizar dos empresas enfocadas en el desarrollo de estructuras flotantes:

- Isifloating

Isifloating Solar System es una empresa con un gran reconocimiento en el sector de la energía solar. Se han centrado en el desarrollo de material para instalaciones flotantes, por lo que poseen una gran experiencia y muchos conocimientos. Su tecnología permite la cobertura total o parcial de la superficie acuática y ha sido diseñada para facilitar al máximo el montaje y su respetivo mantenimiento. La estructura que poseen presenta un ángulo de inclinación de 5º y una gran versatilidad en cuanto al tamaño del panel que se va a colocar. Los flotadores son modulares y se van juntando unos a otros para formar pasarelas por las que caminar.

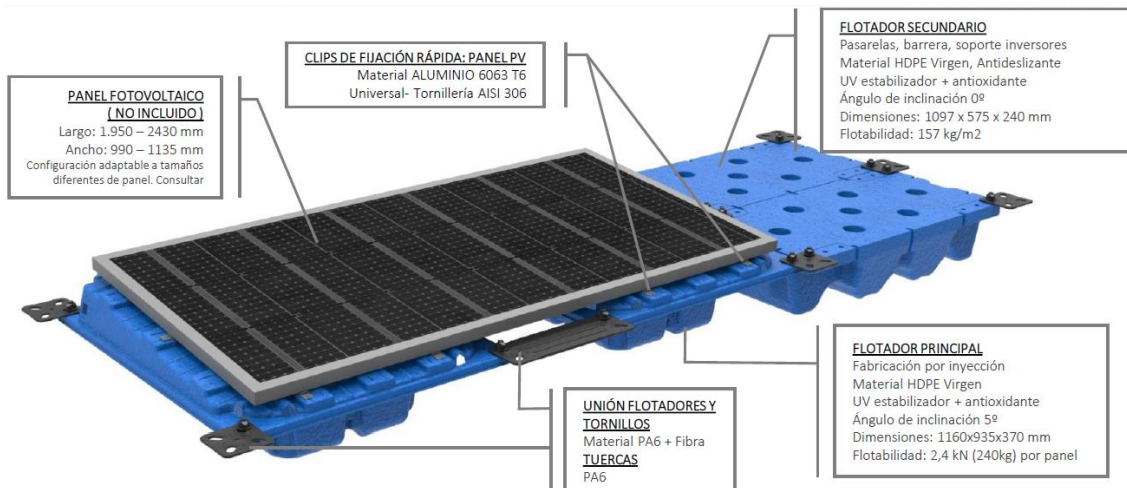


Imagen 8. Características técnicas del flotador de Isifloating. Fuente: Web Isifloating.

- Landatu

Landatu Solar es otra empresa con bastante tiempo de experiencia en el sector energético. En los últimos años, han ido desarrollando estructuras para soporte de paneles, tanto a nivel terrestre como a nivel acuático. En el ámbito de las estructuras flotantes han creado el flotador “Lamaru”. Dicho elemento es también de carácter modular y está hecho de polietileno de alta densidad (HDPE) para lograr una mayor durabilidad.

Landatu ofrece un diseño con una inclinación de 15° para intentar obtener una mayor producción, así como una mayor refrigeración de los paneles gracias a su espacio abierto bajo el módulo solar. También son caracterizados por tener un fácil sistema de montaje y transporte.

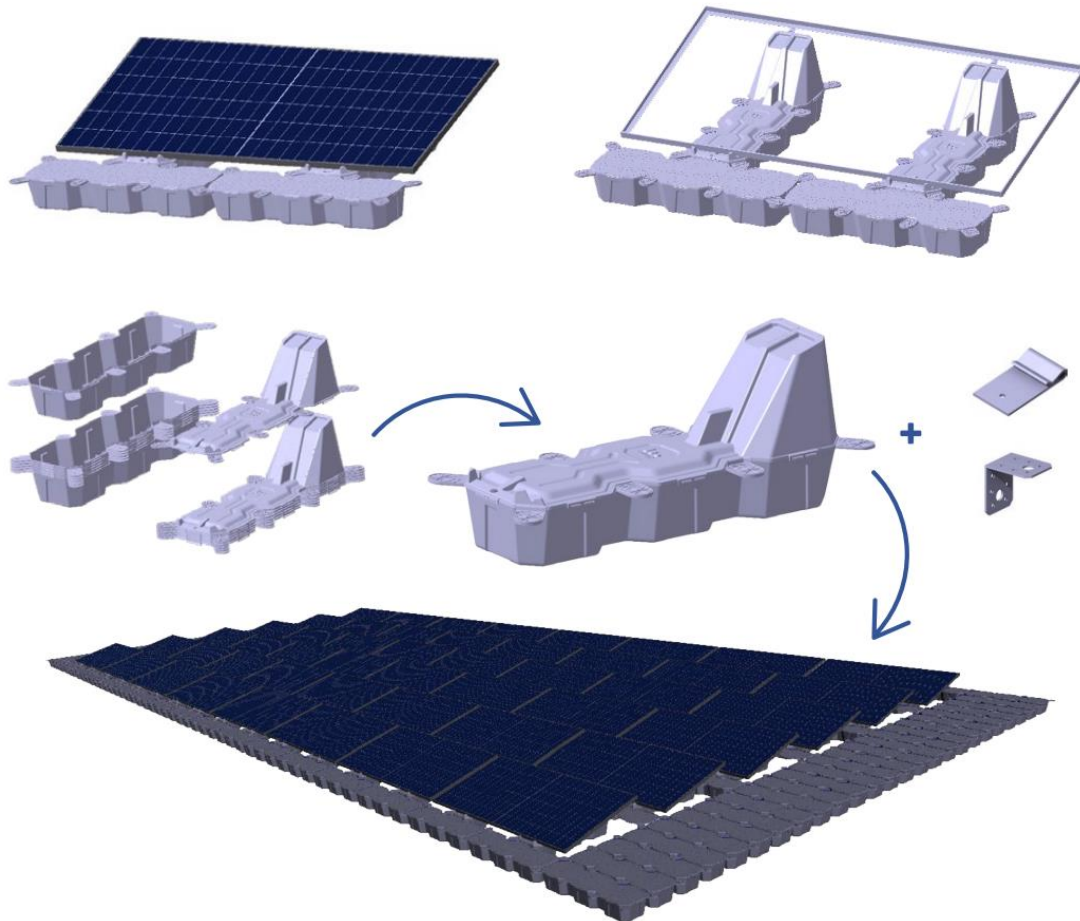


Imagen 9. Flotador 'Lamaru' de Landatu Solar. Fuente: Web Landatu.

Se puede observar que el tipo de metodología empleada es muy similar con los diseños de ambas empresas, además están fabricados con los mismos materiales, resistentes a estas condiciones. Los paneles fotovoltaicos se acoplan sobre estructuras modulares flotantes, y habrá tantas como paneles existan en la instalación.

Por un lado, Isifloating posee una menor inclinación de panel, algo que conllevará a producir algo menos de energía, pero una mayor resistencia al viento. También al tener esa menor inclinación no tiene que distanciarse tanto de la fila trasera por lo que se optimizaría algo de espacio. En el otro lado, se encuentra Landatu, que ofrece un flotador con un mayor ángulo de inclinación para ser más eficiente y un sistema de refrigeración mejorado.

Ambos sistemas tienen una alta velocidad de producción e instalación, mostrando una gran estabilidad y flotabilidad, por lo que el criterio más razonable pasa a ser el económico. Isifloating ha mostrado ser algo más competitivo con la oferta realizada. De cara al estudio económico, la estructura flotante va a tener bastante peso con respecto a otras partidas por lo que es de vital importancia intentar reducir los costes de la instalación.



4.3- SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO

En la actualidad, el sector fotovoltaico se encuentra en un proceso de crecimiento constante. Cada vez existen más empresas y marcas que se lanzan a este sector energético para ganarse un puesto en el mercado. Estas tecnologías han ido evolucionando muchísimo sobre todo en la última década, donde se han conseguido fabricar paneles con mayores potencias, mayores rendimientos y más ligeros.

En el mercado de paneles solares se puede encontrar una variedad increíblemente grande. Es por ello, por lo que el primer criterio con el que se va a filtrar los módulos es con las dimensiones de la estructura flotante. Dichos flotadores están diseñados para albergar como máximo paneles con una potencia de 550 Wp y unas dimensiones de 2280x1140x35mm. Además, hoy en día, los módulos fotovoltaicos se fabrican con dos tipos de células: las de silicio policristalinas y las de silicio monocristalinas. Las células policristalinas están formadas por fragmentos de silicio alineados en direcciones distintas. En cambio, las células monocristalinas están hechas de un solo cristal de silicio, lo que lleva a tener generalmente mejores eficiencias que las policristalinas debido a que se facilita el flujo de los electrones generados a través del efecto fotoeléctrico. Es por ese motivo, por lo que se va a seleccionar un panel de 550 Wp, con unas dimensiones que entren dentro del rango permitido por los flotadores y que estén formados por células monocristalinas. La siguiente tabla indica las características de cuatro paneles diferentes:

MARCA	MODELO	DIMENSIONES	POTENCIA	EFICIENCIA	PRECIO
CANADIAN	Canadian HiKu6 Mono PERC 550W	2261x1134x35 mm	550 Wp	21.50%	0,18 €/W
ATERSA	Atersa A-550M GS Mono 144 Half-Cell	2279x1134x35 mm	550 Wp	21.30%	0,176 €/W
LONGI	Longi LR5-72HPH 550W	2256x1133x35 mm	550 Wp	21.50%	0,185 €/W
JINKO	Jinko JKM-550M-72HL4	2278x1134x35 mm	550 Wp	21.29%	0,185 €/W

Tabla 7. Comparativa de características de distintos paneles. Fuente: Fichas técnicas respectivas.

Todas las opciones contienen las características exigidas en el párrafo anterior, por lo que los cuatro modelos podrían ser válidos para realizar la instalación. Técnicamente, no muestran grandes diferencias, por lo que se ha escogido realizar el proyecto con el módulo ATERSA 550W por los siguientes motivos:

- Tecnología de célula partida

La tecnología empleada en el módulo Atersa 550W se denomina célula partida y como bien indica su nombre cada célula está dividida en dos partes. Dicha tecnología permite alcanzar algunas ventajas, como, por ejemplo: mayor eficiencia respecto a una célula normal, mejor respuesta frente al calor y mayor resistencia a las micro-roturas debido a que al ser de menor tamaño tiene un mejor comportamiento mecánico.

- Precio más económico

Atersa, es una marca de fabricantes de módulos española con muchos años de experiencia en el sector. Como casi todas las compañías, la fabricación de los módulos se realiza en China, pero últimamente ha sido muy competitiva en el sector fotovoltaico para superar a otras marcas. La empresa española ha lanzado una oferta a un precio de **0,176 €/Watt**.

- Garantía del fabricante

Atersa ofrece con la compra de sus módulos fotovoltaicos una garantía que se divide en dos partes distintas. En cuanto a los defectos de fabricación mantienen una garantía hasta los 12 años y en el caso de defectos de potencia lineal del panel hasta los 25 años. Además, certifican menos de un 1% de degradación de la potencia durante el primer año de funcionamiento, así como un 0,55% menos de degradación anual hasta los 25 años, comparado con el resto de fabricantes.

GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO

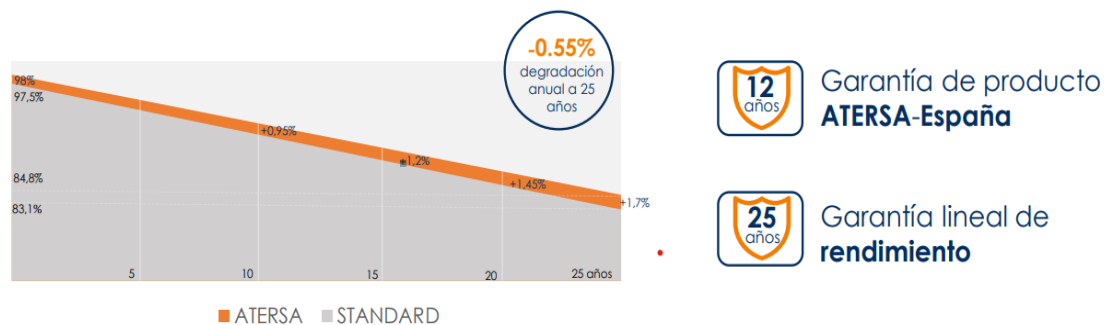


Imagen 10. Garantía lineal de rendimiento Atersa. Fuente: Ficha técnica módulo Atersa 550W.

Por último, la siguiente tabla indica las características técnicas principales del panel fotovoltaico **Atersa A-550M GS Mono 144 Half-Cell**, extraídas de su ficha técnica en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25°C.

ATERSA A-550M GS Mono Half Cell	
Características eléctricas (Condiciones STC)	
Potencia máxima (Pmax)	550 Wp
Tensión máxima potencia (Vmp)	40,83 V
Corriente máxima potencia (Imp)	13,48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49,60 V
Corriente en cortocircuito (Isc)	14,04 A
Eficiencia del módulo	21,3%
Dimensiones (mm)	2279x1134x35 mm
Peso (kg)	28,9 kg
Coefficiente de temperatura Isc	0.048%
Coefficiente de temperatura Voc	-0.28%
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.35%
Temperatura de funcionamiento	-40 a 85 °C

Tabla 8. Características eléctricas principales del panel Atersa 550W.

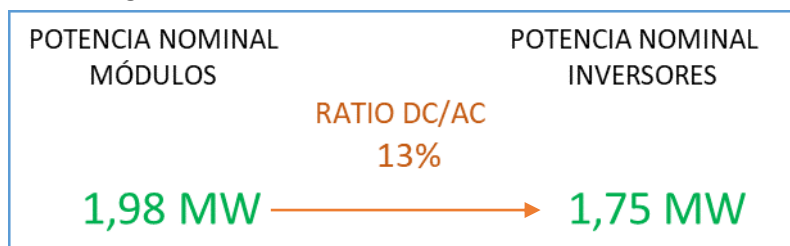
Fuente: Ficha técnica del propio módulo Atersa 550W.

4.4- SELECCIÓN DEL INVERSOR

El inversor fotovoltaico es un dispositivo esencial para cualquier tipo de instalación de autoconsumo eléctrico. Este elemento es el encargado de transformar la corriente continua de entrada (CC), producida por los paneles fotovoltaicos, en corriente alterna (CA) para poder ser inyectada en la red con una frecuencia de 50 Hz.

Dependiendo de la potencia instalada de la planta solar, tendrás que instalar una determinada potencia nominal en inversores. En la actualidad, se sigue un modelo de sobredimensionamiento, en lo que relaciona ambas potencias instaladas. Dicha relación recibe el nombre de Ratio DC/AC y en la mayoría de las instalaciones suele establecerse entre un 10% y un 20%. Esto quiere decir que la potencia instalada con los paneles solares es un 10% o 20% superior con respecto a la potencia instalada en inversores. Dicho sobredimensionamiento se puede justificar diciendo que la potencia nominal de los módulos fotovoltaicos se consigue en condiciones muy favorables, es decir, una inclinación y orientación ideal, así como una irradiación máxima y estas condiciones no se encuentran de normal en las instalaciones solares.

En este estudio, se va a instalar un total de 5 inversores **SUNGROW SG350HX** con una potencia nominal de 350 KW cada inversor, obteniendo una potencia global en inversores de **1,75 MW**. El Ratio DC/AC será el siguiente:



Las características principales del inversor son las siguientes:

SUNGROW SG350-HX	
ENTRADA (CC)	
Tensión máxima de entrada FV (Vcc_máx)	1500 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
Rango de tensión MPPT	500 V - 1000 V
Nº de entradas MPPT independientes	12 (Opcional: 14/16)
Nº de entradas por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV (Icc_máx)	12*40 A
SALIDA (AC)	
Potencia de salida de AC	352 kW @ 30°C
Corriente máxima de salida de AC	254 A
Tensión nominal de AC	3 F / Neutro, 800 V
Frecuencia nominal de red	50 Hz
Eficiencia máxima	99,02%
Datos generales	
Dimensiones (Ancho*Alto*Largo)	361*870*1136 mm
Peso	<= 116 kg

Tabla 9. Características principales del inversor SUNGROW SG350HX. Fuente: Ficha técnica SUNGROW.

La justificación de la elección del inversor viene dada por el cumplimiento de los requisitos de conexión entre las diferentes líneas de módulos fotovoltaicos con los respectivos inversores, cumpliendo las siguientes tres condiciones:

- C1. La tensión máxima del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la tensión continua máxima permitida por el inversor, es decir el máximo valor del rango MPPT.

$$V_{pmp_max} < V_{DC_max}$$

- C2. La tensión mínima del string fotovoltaico en la entrada debe ser mayor a la tensión continua mínima permitida por el inversor, es decir el mínimo valor del rango MPPT.

$$V_{pmp_min} > V_{DC_min}$$

- C3. La máxima corriente del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la intensidad máxima permitida por el inversor, contabilizando todas las entradas MPPT.

$$I_{pmp_max} < I_{DC_max}$$

Se va a hacer uso de los datos de las fichas técnicas, tanto del módulo como del inversor, en condiciones estándar de medida STC. A través de la primera y segunda condición mencionadas anteriormente, se va a calcular el número máximo y mínimo de módulos fotovoltaicos en serie en un string de entrada al inversor. Por último, a través de la tercera condición relacionada con la corriente de entrada, se podrá calcular el número máximo de strings fotovoltaicos que se les permiten conectar en paralelo al inversor.

Así pues, se van a calcular los datos necesarios que permitirán poder despejar el número máximo y mínimo de strings en serie ($Ns_{máx}$ y Ns_{min}), así como el número máximo de strings en paralelo ($Np_{máx}$). Para poder realizar las operaciones necesarias se va a recordar los datos relevantes del módulo fotovoltaico y del inversor, obtenidos en sus respectivas fichas técnicas:

Características eléctricas (Condiciones STC)	
MÓDULO ATERSA 550W	
Tensión máxima potencia (V_{pmp})	40,83 V
Corriente máxima potencia (I_{pmp})	13,48 A
Tensión de Circuito Abierto (V_{oc})	49,60 V
Corriente en cortocircuito (I_{sc})	14,04 A
Coeficiente de temperatura I_{sc} (α)	0.048%
Coeficiente de temperatura V_{oc} (β)	-0.28%
INVERSOR SUNGROW 350 KW	
Rango de tensión MPPT (V_{dc_min} - $V_{dc_máx}$)	500 V - 1000 V
Nº de entradas MPPT independientes	12 (Opcional: 14/16)
Nº de entradas por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV ($I_{dc_máx}$)	480 A (12*40)
Corriente máxima de cortocircuito ($I_{cc_máx}$)	720 A (12*60)

Tabla 10. Datos empleados en el cálculo del número de módulos por string. Fuente: Fichas técnicas.



Por otro lado, también hay que concretar las estimaciones de temperatura para poder realizar los cálculos. Se han estimado los siguientes valores:

$$T_{amb_m\acute{a}x} = 44 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{min} = -10 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$G = 1000 \text{ W/m}^2$$

$$T_{cell} = 25 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{NOCT} = T_{m\acute{a}x} + 2 = 46^{\circ}\text{C}$$

A continuación, se procede a calcular las tres ecuaciones siguientes para poder obtener el número máximo y mínimo de strings en serie para el conjunto de los inversores. Cabe destacar que existen dos fórmulas para el número máximo de strings y se deberá escoger la más restrictiva:

$$N_{S_M\acute{A}X_OC} = \frac{V_{dc_m\acute{a}x}}{V_{oc_m\acute{a}x}} \quad [1] \quad ; \quad N_{S_M\acute{A}X_PMP} = \frac{V_{dc_m\acute{a}x}}{V_{pmp_m\acute{a}x}} \quad [2]$$

$$N_{S_MIN_PMP} = \frac{V_{dc_min}}{V_{pmp_min}} \quad [3]$$

Los valores correspondientes a **$V_{dc_m\acute{a}x}$** y **V_{dc_min}** se extraen de la ficha técnica del inversor y se ven reflejados en la última tabla adjuntada. Por ese motivo, se necesita calcular los valores de **$V_{oc_m\acute{a}x}$** , **$V_{pmp_m\acute{a}x}$** y **V_{pmp_min}** :

$$V_{OC_M\acute{A}X} = V_{OC} + V_{OC} * \beta * (T_{min} - 25) \quad [4]$$

Siendo:

- $V_{OC_M\acute{A}X}$, la tensión en circuito abierto de la instalación en las condiciones más desfavorables.
- V_{OC} , la tensión en circuito abierto en condiciones STC.
- β , el coeficiente de temperatura en V_{OC} en condiciones STC.
- T_{min} ($^{\circ}\text{C}$), la temperatura ambiente mínima histórica registrada en Lorca.

$$V_{OC_M\acute{A}X} = 49,60 + 49,60 * -0,0028 * (-10 - 25)$$

$$V_{OC_M\acute{A}X} = 54,46 \text{ V}$$



Una vez calculado este dato se puede despejar la ecuación [1], que conlleva a saber el número máximo de strings en circuito abierto:

$$N_{S_MÁX_OC} = \frac{V_{dc_máx}}{V_{oc_máx}} = \frac{1500 V}{54,46 V} = 27,54 \approx 27 \text{ módulos}$$

La otra forma de establecer el número máximo de módulos solares conectados por string es:

$$V_{PMP_MÁX} = V_{PMP} + V_{PMP} * \beta * (T_{min} - 25) [5]$$

Siendo:

- $V_{PMP_MÁX}$, la tensión máxima obtenida en un determinado panel.
- V_{PMP} , la tensión a máxima potencia obtenida en un panel en condiciones STC.
- β , el coeficiente de temperatura en V_{OC} en condiciones STC.
- T_{min} ($^{\circ}C$), la temperatura ambiente mínima histórica registrada en Lorca.

$$V_{PMP_MÁX} = 40,83 + 40,83 * -0,0028 * (-10 - 25)$$

$$V_{PMP_MÁX} = 44,83 V$$

Una vez calculado este dato se puede despejar la ecuación [2] que conlleva a saber el número máximo de strings a través del punto de máximo de potencia:

$$N_{S_MÁX_PMP} = \frac{V_{dc_máx}}{V_{pmp_máx}} = \frac{1500 V}{44,83 V} = 33,46 \approx 33 \text{ módulos}$$

Finalmente, se debe escoger la opción más restrictiva por lo que:

Nº máximo de módulos en serie por string = $N_{S_MÁX} = 27$ módulos fotovoltaicos

En este momento, se procede a calcular el número mínimo de módulos por string para poder obtener el rango definitivo. Para determinar la ecuación número [3] se necesita despejar el dato de V_{pmp_min} :

$$V_{PMP_MIN} = V_{PMP} + V_{PMP} * \beta * (T_{MÁX} - 25) [6]$$

Donde:

$$T_{MÁX} = T_{amb_máx} + \frac{G_MÁX}{800} * (T_{NOCT} - 20) [7]$$



Siendo:

- V_{PMP_MIN} , la tensión mínima obtenida en un determinado panel.
- V_{PMP} , la tensión a máxima potencia obtenida en un panel en condiciones STC.
- β , el coeficiente de temperatura en V_{OC} en condiciones STC.
- $T_{MÁX}$ (°C), la temperatura máxima alcanzada por el panel en operación.
- $T_{amb_máx}$ (°C), la temperatura ambiente máxima registrada en Lorca.
- $G_{máx}$ (W/m²), valor de irradiación de las condiciones STC.
- T_{NOCT} , temperatura de las condiciones de ensayo NOCT ($T_{amb_máx} + 2$)

$$T_{MÁX} = 44 + \frac{1000}{800} * (46 - 20)$$

$$T_{MÁX} = 76,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Con este dato de la temperatura máxima alcanzada en operación, despejamos la ecuación [6]:

$$V_{PMP_MIN} = 40,83 + 40,83 * -0,0028 * (76,5 - 25)$$

$$V_{PMP_MIN} = 34,94 \text{ V}$$

Una vez calculado este dato se puede despejar la ecuación [3] que conlleva a saber el número mínimo de strings a través del punto de máximo de potencia:

$$N_{S_MIN_PMP} = \frac{V_{dc_min}}{V_{pmp_min}} = \frac{500 \text{ V}}{34,94 \text{ V}} = 14,31 \approx 15 \text{ módulos}$$

De esta forma se asegura que:

Nº mínimo de módulos en serie por string = $N_{S_MIN} = 15$ módulos fotovoltaicos

Una vez se ha obtenido el rango de módulos en serie por string de la instalación, se procede a realizar los cálculos con las corrientes para determinar el número máximo de strings en paralelo que se pueden conectar al inversor. La ecuación donde se obtiene el número máximo de strings en paralelo según el número de entradas MPPT al inversor, es la siguiente:

$$N_{P_MÁX_PMP} = \frac{I_{dc_máx} (MPPT)}{I_{pmp_máx}} \quad [8]$$

Donde:

$$I_{PMP_MÁX} = I_{PMP} + I_{PMP} * \alpha * (T_{MÁX} - 25) \quad [9]$$



Siendo:

- I_{PMP_MIN} , la corriente mínima obtenida en un determinado panel.
- I_{PMP} , la corriente en el punto de máxima potencia en condiciones STC.
- α , el coeficiente de temperatura de I_{SC} en condiciones STC.
- $T_{MÁX}$ ($^{\circ}C$), la temperatura máxima alcanzada por el panel en operación.

$$I_{PMP_MÁX} = 13,48 + 13,48 * 0,00048 * (76,5 - 25)$$

$$I_{PMP_MÁX} = 13,81 \text{ A}$$

Tal y como se ha comentado anteriormente, la ecuación número [8] se calcula en función del número de MPPTs que disponga el inversor, ya que, según este dato, varía el numerador de la fórmula. El inversor SUNGROW 350HX puede tener 12,14 o 16 entradas MPPT independientes. Si tiene 12 entradas MPPT, podrá tener una corriente máxima de entrada de 40 A por MPPT. En cambio, si tiene 14 o 16 entradas, la corriente máxima de entrada por MPPT será de 30 A. Por ese motivo, se procede a calcular en función del número de entradas MPPT independientes al inversor, el número máximo de strings en paralelo.

En el caso de que hubiese 12 entradas MPPT independientes, el número máximo de strings sería:

$$N_{P_MÁX(12)} = \frac{I_{dc_máx} (12 \text{ MPPT})}{I_{pmp_máx}} = \frac{12 * 40 \text{ A}}{13,81 \text{ A}} = 34,75 \approx 34 \text{ strings}$$

En el caso de que hubiese 14 entradas MPPT independientes, el número máximo de strings sería:

$$N_{P_MÁX(14)} = \frac{I_{dc_máx} (14 \text{ MPPT})}{I_{pmp_máx}} = \frac{14 * 30 \text{ A}}{13,81 \text{ A}} = 30,41 \approx 30 \text{ strings}$$

En el caso de que hubiese 16 entradas MPPT independientes, el número máximo de strings sería:

$$N_{P_MÁX(16)} = \frac{I_{dc_máx} (16 \text{ MPPT})}{I_{pmp_máx}} = \frac{16 * 30 \text{ A}}{13,81 \text{ A}} = 34,75 \approx 34 \text{ strings}$$

Una vez se han calculado todos estos parámetros, se puede comprobar si las condiciones que debe cumplir el inversor y los módulos fotovoltaicos para trabajar conjuntamente, se han cumplido de forma correcta. Las condiciones C1, C2 y C3 han sido especificadas anteriormente en la introducción de este punto, por lo que:

- C1. La tensión máxima del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la tensión continua máxima permitida por el inversor, es decir el máximo valor del rango MPPT.

$$V_{\text{máx}} = 27 \text{ módulos} * 54,46 = 1470,42 \text{ V} < V_{\text{DC_max}} = 1500 \text{ V}$$

- C2. La tensión mínima del string fotovoltaico en la entrada debe ser mayor a la tensión continua mínima permitida por el inversor, es decir el mínimo valor del rango MPPT.

$$V_{\text{min}} = 15 \text{ módulos} * 34,94 \text{ V} = 524,1 \text{ V} > V_{\text{DC_min}} = 500 \text{ V}$$

- C3. La máxima corriente del string fotovoltaico en la entrada debe ser menor a la intensidad máxima permitida por el inversor, para una entrada MPPT.

$$I_{\text{pmp_max}} = 13,81 \text{ A} < I_{\text{DC_max}} = 30 \text{ A}$$

Al cumplir dichas condiciones se ha obtenido el rango de módulos por string que pueden conectarse **en serie**, en este caso de **15 a 27 paneles solares**. Para especificar el número de strings en paralelo que va a llevar cada inversor se ha completado la siguiente tabla donde según si el inversor tiene **12, 14 o 16 entradas MPPT independientes** podrá conectar **34, 30 o 34 strings en paralelo máximo** respectivamente según los cálculos especificados en la página anterior:

TABLA DE CONEXIONES ENTRE MÓDULOS / INVERSOR					
INVERSOR	Nº ENTRADAS MPPT	Nº STRINGS POR MPPT	Nº STRINGS PARALELO	Nº MÓDULOS POR STRING	Nº MÓDULOS
1	14	2	28	25	700
2	14	2	28	25	700
3	14	2	28	25	700
4	14	2	28	25	700
5	16	2	32	25	800

Tabla 11. Tabla de conexiones entre inversores y módulos. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se concluye con que la elección del inversor SUNGROW 350 HX ha sido correcta, ya que, cumple todas las condiciones que deben asegurar un funcionamiento ideal de la instalación una vez se realiza la conexión con los módulos.



4.5- SISTEMA DE GESTIÓN Y MONITORIZACIÓN

El sistema de gestión y monitorización de una planta solar permite gestionar de forma centralizada la instalación fotovoltaica. Este tipo de sistemas ofrecen algunas ventajas como generación de informes automáticos, análisis multidimensionales, seguimiento en tiempo real de los parámetros de producción y consumo, localización precisa de fallos y rápida resolución de las incidencias. Dichas ventajas permiten que las incidencias que se puedan producir no mantengan la planta solar parada durante mucho tiempo.

El sistema de monitorización está compuesto por dos dispositivos que se conectan al inversor mediante un cable RS-485 o mediante vía WIFI, según el dispositivo empleado.

El primer equipo necesario para realizar la monitorización es el kit de Prisma 310 A de Real Energy Systems que incluye un controlador dinámico de potencia, que se conectará a la línea de alimentación del cuadro general de baja tensión en la caseta donde se encuentran los sistemas de bombeo. Este dispositivo se va a encargar de realizar las mediciones correspondientes sobre el consumo y la producción de la instalación.

Por otro lado, el segundo equipo necesario será el DataLogger EMU200 de SUNGROW también. Dicho dispositivo estará conectado mediante un cable Ethernet al medidor del kit Prisma 310 A, para que pueda transmitir toda la información deseada. El DataLogger EMU200 es el encargado de compartir toda la información con la plataforma iSolarCloud de SUNGROW para poder visualizar y analizar todos los datos de la instalación fotovoltaica en tiempo real. De esta forma se puede permitir un mantenimiento correcto y preventivo de nuestra instalación fotovoltaica.

4.6- DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

El cableado de la instalación fotovoltaica debe ceñirse a la normativa existente aplicada en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus respectivas Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC). El principal objetivo del cumplimiento de esta normativa es el correcto y seguro funcionamiento del cableado para cualquier tipo de instalación eléctrica. Un dimensionamiento adecuado debe cumplir dos criterios a la hora de seleccionar un cable de una determinada sección, el criterio térmico y el de caída de tensión.

El primero de ellos, **el criterio térmico o de intensidad admisible**, es el referente a la seguridad de cable, es decir, que circulando una determina intensidad por el conductor, a plena carga y en régimen permanente, no produzca un calentamiento excesivo que supere la temperatura máxima admisible del aislante del cable.

En segundo lugar, **el criterio de caída de tensión**, que es el referente a las pérdidas ocasionadas en el transporte de la corriente, y que debe ser inferior a lo que establezca el REBT en cada parte de la instalación. En el pliego de condiciones técnicas del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), se especifica que la caída máxima de tensión en una instalación fotovoltaica debe ser siempre inferior a 1,5 %, tanto en el lado de Corriente Continua (CC) como en el lado de Corriente Alterna (CA).



A continuación, se describe el tipo de cable, así como su sección, el cual se desea instalar en ambas partes de la planta solar:

- Tramo de CC. Módulos a inversor.
 - Conductor de cobre flexible libre de alógenos, de clase 5 según UNE-EN 60228
 - Cable tipo EXZHELLENT SOLAR H1Z2Z2-K (Aislamiento XLPE) - 1,5/1,5 kVdc
 - Tensión máxima de diseño de cable: 1,8/1,8 kVdc
 - Sección de 10 mm²
 - Cumplimiento de normativa para resistencia al fuego según UNE-EN 60332-1-1; IEC 60332-1-2.

- Tramo de CA. Inversor al CGBT.
 - Conductor de cobre flexible, de clase 5 según UNE-EN 60228
 - Cable tipo RZ1-K / FXV (Aislamiento XLPE) – 0,6/1 Kv
 - Sección 150 mm²
 - Cumplimiento de normativa para resistencia al fuego según UNE-EN 60332-1-1; IEC 60332-1-2.

4.6.1- CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLE EN CORRIENTE CONTINUA (CC)

En este punto, se van a realizar los cálculos necesarios para comprobar que la sección deseada puede ser utilizada en la instalación, cumpliendo la normativa existente especificada en el REBT. Para ello, debe cumplir ambos criterios mencionados anteriormente. Se empieza, comprobando la primera parte de la instalación, la del lado de corriente continua.

- Criterio térmico o de intensidad máxima admisible

El criterio térmico establece una condición de máxima intensidad soportada por el cable, por lo que debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_z \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x} \quad [10]$$

Donde:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{Np * I_{sc}}{k1 * k2 * k3} \quad [11]$$

Siendo:

- $I_z (A)$, la corriente máxima admisible del cable de una determinada sección.
- $I_{m\acute{a}x} (A)$, la corriente máxima que puede presentarse en dicho cable.
- N_p , el número de strings en paralelo.
- I_{sc} , la corriente de cortocircuito del panel solar ATERSA 550 W.
- k_1 , el factor de corrección respecto a una temperatura distinta a 40°C.
- k_2 , el factor de corrección por agrupación de conductores en contacto.
- k_3 , el factor de corrección para cables enterrados cuya temperatura sea distinta a la del ambiente.

Para poder resolver esta ecuación, se necesitará hacer uso de varias tablas que se encuentran en el REBT con normativa europea. De esta forma, se podrá calcular los factores de corrección que conlleva nuestra instalación. A continuación, se despejará la intensidad máxima del cable.

De la ecuación número [10], los datos que se conocen son:

$$N_p = 1$$

$$I_{sc} = 14,04 A \text{ (Ficha técnica del inversor)}$$

El factor k_1 se puede obtener a través de la siguiente tabla del ITC-BT-07 pág. 23 del REBT, dónde se proporciona los factores de corrección de la intensidad admisible para temperaturas distintas de 40°C:

Temperatura de servicio Θ_s en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Imagen 11. Coeficiente de corrección F , para temperatura ambiente distinta a 40°C. Fuente: ITC-BT-07.

En este caso, se va a tomar una temperatura ambiente de 45°C por aplicar algo más de seguridad. Por otro lado, para entrar a la tabla se necesita conocer la temperatura de servicio, por lo que se debe escoger en la siguiente tabla del ITC-BT-07 pág. 13 del REBT:

Tipo de Aislamiento seco	Temperatura máxima °C	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Policloruro de vinilo (PVC)		
$S \leq 300 \text{ mm}^2$	70	160
$S > 300 \text{ mm}^2$	70	140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250

Imagen 12. Temperaturas máximas de servicio permanente según el tipo de aislamiento seco utilizado. Fuente: ITC-BT-07.

En este caso, se quiere emplear un aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), por lo que la temperatura de servicio va a ser 90°C. De esta forma, sabiendo la temperatura de servicio y que la temperatura ambiente es de 45°C, se puede obtener de la tabla de la “Imagen 11” que el coeficiente de corrección por variación de temperatura es:

$$k_1 = 0,95$$

El factor k_2 , se extrae de la misma forma que el anterior. Se puede obtener a través de la tabla 52-E1 de la norma UNE 24060-5-523:

Punto	Disposición de los cables (En contacto)	Número de circuitos o de cables multiconductores												Tablas de los métodos de referencia
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
1	Agrupados en el aire sobre una superficie, embutidos o empotrados	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	52 – C1 a 52 – C12 métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o superficie sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores			
3	Capa única fijada bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre bandeja perforada horizontal o vertical	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multiconductores
5	Capa única sobre escalera, abrazaderas, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Imagen 13. Factor de corrección F , por agrupamiento de varios circuitos o cables multiconductores.

Fuente: UNE 20460-5-523.

En este caso, los cables que se van a instalar en la planta fotovoltaica irán agrupados en bandejas perforadas colocadas de forma horizontal, es decir, el grupo 4. Además, el número de total de conductores que pueden agruparse en una bandeja de esta instalación es de 32 cables, uno por cada string del inversor. Tras conocer estos datos, se puede obtener de la tabla anterior que el coeficiente de corrección por agrupación de conductores es:

$$k_2 = 0,72$$

Por último, el factor k_3 es el correspondiente al factor de corrección por cable enterrado cuya temperatura sea distinta de 25°C. Dicho factor, se recoge en la tabla del ITC-BT-07 pág.16 del REBT:

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Imagen 14. Factor de corrección F , para cables enterrados cuya temperatura sea distinta de 25°C.

Fuente: ITC-BT-07.

En este caso, el cable de continua no va a ir enterrado por ningún tipo de zanja. De hecho, va a discurrir por la plataforma de la estructura flotante al aire libre. Por este motivo, el factor de corrección según el cable enterrado es:

$$k_3 = 1$$

Una vez se ha conseguido obtener los distintos factores de corrección que intervienen en la ecuación número [11] referida a la intensidad máxima del cable, se procede a despejar esta misma:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{1 * 14,04}{0,95 * 0,72 * 1} = 20,52 A$$

Tras conseguir despejar la intensidad máxima que puede presentar el cable, se procede a calcular la ecuación número [11] referida a la intensidad máxima admisible del cable de una determinada sección:

$$I_z \geq 1,25 * 20,52$$

$$I_z \geq 25,65 A$$

Una vez se conoce el valor I_z , ya se puede entrar a la tabla del ITC-BT-19 pág. 4 del REBT, para conocer que sección sería la adecuada para poder soportar dicha intensidad máxima del cable:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ⁹⁾					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
	150				236	260	278	310	338	363	404	525	-
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	-
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	-
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Imagen 15. Intensidades admisibles para conductores de cobre según carga y aislamiento.

Fuente: ITC-BT-07.

Se debe conocer qué tipo de instalación y de aislamiento se va a llevar a cabo. En las páginas anteriores se ha dado a conocer que se va a realizar la instalación con aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y al estar en el lado de corriente continua estamos ante una corriente monofásica, por lo que se encuentra en **XLPE 2**. Por otro lado, se conoce que la instalación es de **tipo E**, debido a que los cables multiconductores están instalados al aire libre. De esta forma, se puede acceder a la tabla y avanzar la columna 10, dónde se debe obtener la primera sección cuya intensidad sea superior a 25,65 A:

$$I_{\text{tabla}} = 33 \text{ A}$$



$$S_{\text{min}} \geq 2,5 \text{ mm}^2$$

Este es el valor de sección mínima con el cuál, se cumple el criterio térmico para todos los strings de la instalación, puesto que todos ellos comparten las cualidades que se han destacado.

- Criterio de caída de tensión ($AV \leq 1,5\%$)

El segundo criterio que debe cumplir el cableado de la instalación es el de caída de tensión. Tal y como se ha comentado anteriormente, se debe cumplir que la siguiente ecuación obtenga un valor de caída de tensión inferior al 1,5 %:

$$AV (\%) = \frac{2 * P_{\text{línea}} * L_{\text{única}}}{\gamma * S * U_{\text{pmp_máx}}^2} * 100 \leq 1,5 \% \quad [12]$$

Siendo:

- $P_{\text{línea}}$ (W), la potencia de la línea de un string.
- $L_{\text{única}}$ (m), la longitud del string fotovoltaico más desfavorable hasta el inversor.
- γ ($\frac{m}{\Omega * mm^2}$), la conductividad del cobre.
- S (mm^2), la sección del cableado.
- $U_{\text{pmp_máx}}$ (V), la tensión de máxima potencia que lleva el string.

Para poder resolver esta ecuación se necesita conocer todas sus variables, pero en este caso se tienen calculadas prácticamente todas a excepción de la conductividad del cobre, que para conocida será necesario acudir a las tablas de REBT Anexo 2. En primer lugar, se va demostrar las variables conocidas de la ecuación [12]:

$$P_{\text{línea}} = 25 \text{ módulos} * 550 \text{ W} = 13.750 \text{ W}$$

$$U_{\text{pmp_máx}} = 25 \text{ módulos} * 40,83 \text{ V} (V_{\text{pmp}}) = 1020,75 \text{ V}$$

$$L_{\text{única}} = 210 \text{ m} \text{ (La longitud del string más lejano)}$$

Por último, quedaría por obtener la conductividad del cobre para poder despejar la ecuación número [12]. Por ese motivo, se va a acudir al REBT Anexo 2, donde se encuentra la siguiente tabla:

Material	$\rho_{20} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{70} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\rho_{90} (\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$	$\alpha (\text{°C}^{-1})$
Cobre	0,018	0,021	0,023	0,00392
Aluminio	0,029	0,033	0,036	0,00403
Almelec (Al-Mg-Si)	0,032	0,038	0,041	0,00360

Imagen 16. Valores de la resistividad y del coeficiente de temperatura de los materiales más utilizados.

Fuente: REBT, Anexo 2.

Dicha tabla hace referencia a la resistividad de los materiales y será empleada más tarde, pero también se relaciona en este momento, ya que, la conductividad es la inversa de la resistividad:

$$\gamma = \frac{1}{\rho} \quad [13]$$

Por ese motivo, se puede obtener la tabla siguiente referida a la conductividad:

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Imagen 17. Valores de conductividad de los materiales más utilizados según la temperatura de servicio.

Fuente: REBT, Anexo 2.

Así pues, sabiendo que la temperatura de servicio al emplear un aislamiento de XLPE es de 90°C y que se trabaja con conductores de cobre, se obtiene que:

$$\gamma = 44 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right)$$

Una vez se ha conseguido obtener todos los parámetros necesarios, se procede a calcular la ecuación número [12], y de esta forma obtener la sección mínima para cumplir el criterio de caída de tensión:

$$AV (\%) = \frac{2 * 13.750 * 210}{44 * 10 * 1020,75^2} * 100 = 1,26 \% \leq 1,5 \%$$

Tas realizar varios intentos, la sección mínima obtenida para cumplir con el criterio de tensión ha sido:

$$S_{\text{min}} \geq 10 \text{ mm}^2$$



Tal y como se puede observar en este apartado de cálculos de sección en corriente continua, el criterio de caída de tensión ha sido más restrictivo que el de intensidad admisible. De todas formas, el cableado que se escoja para realizar la instalación debe cumplir ambos criterios por lo que la conclusión de este apartado es que la sección del cable empleada en el lado de continua es:

$$S_{CC} = 10 \text{ mm}^2 \text{ (Cobre)}$$

4.6.2- CÁLCULO DE SECCIÓN DEL CABLE EN CORRIENTE ALTERNA (CA)

En este segundo apartado, dentro del dimensionado del cableado, se va a realizar los cálculos para determinar la sección mínima del cable en la parte de corriente alterna. De forma equivalente, a la parte de continua, se necesitará que el cable escogido cumpla con los dos criterios del REBT.

- Criterio térmico o de intensidad máxima admisible

El criterio térmico se calcula de la misma forma que se ha realizado en el lado de continua. Se sabe que este criterio es el referente en la seguridad del cable, por lo que debe cumplir la ecuación siguiente:

$$I_z \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x} \text{ [13]}$$

Dónde:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{I_{m\acute{a}x\text{inversor}}}{k_1 * k_2 * k_3} \text{ [14]}$$

Siendo:

- $I_z (A)$, la corriente máxima admisible del cable de una determinada sección.
- $I_{m\acute{a}x} (A)$, la corriente máxima que puede presentarse en dicho cable.
- $I_{m\acute{a}x\text{inversor}} (A)$, la corriente máxima de salida del inversor.
- k_1 , el factor de corrección respecto a una temperatura distinta a 40°C.
- k_2 , el factor de corrección por agrupación de conductores en contacto.
- k_3 , el factor de corrección para cables enterrados cuya temperatura sea distinta a la del ambiente.

Para poder resolver dicha ecuación, se volverá a hacer uso de las tablas adjuntadas en el punto anterior. Se irá haciendo referencia a estas últimas, para obtener los distintos factores de corrección. En este caso, el único dato que se conoce de la ecuación número [14] es la intensidad máxima de salida del inversor que viene dada en la ficha técnica respectiva:

$$I_{m\acute{a}x\text{inversor}} = 254 \text{ A}$$



A continuación, se procede a calcular los tres factores de corrección de la ecuación número [14]. En primer lugar, el factor k_1 se puede obtener a través de la tabla del ITC-BT-07 pág. 23 del REBT, dónde se proporciona los factores de corrección para trabajar a distintas temperaturas de 40°C. En la "Imagen 11" está adjuntada esta tabla, por lo que conociendo que en lado de alterna la temperatura en el interior de la caseta de inversores puede llegar a ser de unos 50°C y que se va emplear un aislante de XLPE con una temperatura de servicio de 90°C, se escoge que el factor de corrección por temperatura es:

$$k_1 = 0,90$$

El factor k_2 se escoge de la misma forma equivalente que en el apartado del lado de continua. Dicho factor se obtiene de la tabla 52-E1 de la norma UNE 24060.5.523. En la "Imagen 13" está adjuntada dicha tabla, por lo que sabiendo que la cantidad de multiconductores que estará en contacto por cada inversor son un total de 4 cables (3 Fases + Neutro), y que se instalarán sobre una bandeja perforada horizontal, se escoge que el factor de corrección por agrupación de cables es:

$$k_2 = 0,77$$

Por último, el factor k_3 es el correspondiente factor de corrección por cable enterrado. De forma análoga, al apartado de corriente continua, el cable de la parte de alterna discurre sobre bandeja y no está enterrado. Por este motivo, se puede asegurar que el factor de corrección por cable enterrado no interviene en la ecuación y tendrá un valor unitario:

$$k_3 = 1$$

De esta forma, se procede a calcular la ecuación número [14]:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{254}{0,9 * 0,77 * 1} = 366,52 A$$

Tras conseguir despejar la intensidad máxima que puede presentar el cable, se procede a calcular la ecuación número [13] referida a la intensidad máxima admisible del cable de una determinada sección:

$$I_z \geq 1,25 * 366,52$$

$$I_z \geq 458,15 A$$

Una vez se conoce la I_z , ya se puede entrar a la tabla del ITC-BT-19 pág. 4 del REBT, para conocer que sección sería la adecuada para poder soportar dicha intensidad máxima del cable. Para poder entrar a la tabla, se debe dejar claro que tipo de instalación y de aislamiento se va a emplear. De la misma forma que en el lado de continua, se va a utilizar un aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE) y al estar en este caso en el lado de alterna, estaremos ante una corriente trifásica, por lo que **XLPE 3**. Por otro lado, se conoce que la instalación es de tipo E, debido a que los cables multiconductores están al aire libre. De esta forma, se puede acceder a la tabla adjuntada como "Imagen 15" y avanzar hasta la columna número 9 para escoger una sección cuya corriente máxima admisible sea superior a valor obtenido de I_z :

$$I_{\text{tabla}} = 490 \text{ A}$$



$$S_{\text{min}} \geq 240 \text{ mm}^2$$

Este es el valor de sección mínima con el cuál, se cumple el criterio térmico para todos los cables trifásicos de la parte de alterna de la instalación, puesto que todos ellos comparten las cualidades que se han mencionado.

- Criterio de caída de tensión ($AV \leq 1,5\%$)

El segundo criterio que también se debe cumplir en el lado de corriente alterna es el referente a las pérdidas por caída de tensión. De forma equivalente al lado de continua, se debe cumplir una expresión similar, pero con distintas variables:

$$AV (\%) = \frac{P_{\text{nominal}} * L_{\text{única}}}{\gamma_{\text{máx}} * S * U_{\text{línea}}^2} * 100 \leq 1,5 \% [15]$$

Siendo:

- P_{nominal} (W), la potencia nominal del inversor.
- $L_{\text{única}}$ (m), la longitud de los cables que salen del inversor en alterna hasta el CGBT.
- $\gamma_{\text{máx}}$ ($\frac{\text{m}}{\Omega * \text{mm}^2}$), la conductividad del cobre a temperatura máxima.
- S (mm^2), la sección del cableado.
- $U_{\text{línea}}$ (V), la tensión de la línea a la que trabaja el inversor.

Para poder resolver esta ecuación se necesitan conocer todas sus variables, pero de forma equivalente al lado de continua prácticamente se conocen todas ellas a excepción de la conductividad del material. Las variables conocidas en la ecuación número [15] son:

$$P_{\text{nominal}} = 350.000 \text{ W}$$

$$U_{\text{línea}} = 800 \text{ V}$$

$$L_{\text{única}} = 120 \text{ m (La longitud del cable desde el inversor más lejano)}$$

A continuación, falta por despejar la conductividad del cobre para este lado de corriente alterna. Se va a calcular la conductividad a temperatura máxima y para ello se van a utilizar las siguientes ecuaciones, que utilizarán datos que se encuentran en la tabla adjuntada como "Imagen 16":

$$\gamma_{\text{máx}} = \frac{1}{\rho_{\text{máx}}} [16]$$

$$\rho_{\text{máx}}(T_{\text{máx}}) = \rho_{20^\circ\text{C}} * (1 + \alpha * (T_{\text{máx}} - 20)) [17]$$



Siendo:

- $\rho_{20^{\circ}C} = 0,018 \left(\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}\right)$, resistividad del material a 20°C de temperatura.
- $\alpha = 0,00392 \left(^{\circ}C^{-1}\right)$, coeficiente de temperatura del cobre.
- $T_{m\acute{a}x} = 50^{\circ}C$, la temperatura máxima ambiente que se puede encontrar.

Estos valores han sido obtenidos en la tabla del Anexo 2 del REBT, adjuntada como "Imagen 16" y se van a utilizar para calcular la resistividad a temperatura máxima de la ecuación [17] y luego mediante la ecuación número [16], se podrá despejar la conductividad del cobre a temperatura máxima:

$$\rho_{m\acute{a}x}(50^{\circ}C) = 0,018 * (1 + 0,00392 * (50 - 20))$$

$$\rho_{m\acute{a}x}(50^{\circ}C) = 0,0201 \left(\frac{\Omega * mm^2}{m}\right)$$

De esta forma, se puede despejar la ecuación [16]:

$$Y_{m\acute{a}x} = \frac{1}{0,0201} = 49,75 \left(\frac{m}{\Omega * mm^2}\right)$$

Una vez se ha conseguido obtener todos los parámetros necesarios, se procede a calcular la ecuación número [15], con el fin de obtener la sección mínima para cumplir el criterio de caída de tensión:

$$AV (\%) = \frac{350.000 * 120}{49,75 * 240 * 800^2} * 100 = 0,55 \% \leq 1,5 \%$$

Tras comprobar la operación con la sección obtenida en el criterio térmico, se puede concluir que dicha sección cumple también el criterio de caída de tensión.

Tal y como se puede observar en este apartado de cálculos de sección en corriente alterna, el criterio térmico o de intensidad máxima admisible ha sido más restrictivo que el de caída de tensión, es decir, justo al revés que en el lado de continua. De todas formas, el cableado que se escoja para realizar la instalación debe cumplir ambos criterios por lo que la conclusión de este apartado es que la sección empleada en el lado de alterna para cada fase del inversor es:

$$S_{CA} = 240 \text{ mm}^2 \text{ (Cobre)}$$

Una vez se ha conseguido escoger la sección del cableado de salida de cada inversor, se debe calcular que sección será la adecuada una vez se junten todos los cables en el cuadro y únicamente salga una línea. Se debe aplicar el criterio térmico, que ha sido el más restrictivo:

$$I_Z \geq 1,25 * I_{m\acute{a}x} = 1,25 * \frac{I_{m\acute{a}x\text{l}\acute{i}n\acute{e}a}}{k_1 * k_2 * k_3} = 1,25 * \frac{1263 \text{ A}}{0,9 * 0,77 * 1} = 1,25 * 1822,44 \text{ A} = 2278 \text{ A}$$

Si se acude a la tabla del ITC-BT-19 del REBT, sabiendo que es tipo E y XLPE3, se obtiene:

$$I_{\text{tabla}} = 2450 \text{ A} \quad \Rightarrow \quad S_{\text{min}} \geq 1200 \text{ mm}^2 \quad \Rightarrow \quad S_{\text{min}} = 5 * 240 \text{ mm}^2$$



4.7- CANALIZACIONES

La instalación fotovoltaica va a estar compuesta de dos partes: el lado de corriente continua y el lado de corriente alterna. Cada una de estas partes conlleva una instalación eléctrica de cableado y sus secciones han sido calculado en el punto anterior. En este momento, hay que establecer por donde va a discurrir todo ese cableado, tanto el de los strings como el cableado de alterna.

- Tramo de CC. Módulos a inversor.

El cableado de corriente continua está formado por los cables que van desde los módulos hasta los inversores. Además, este tramo contempla la conexión que se produce de un módulo a otro para formar un string fotovoltaico e incorporar los 25 módulos en serie según los cálculos.

En la estructura flotante que soporta los módulos, existen carriles por donde se incorporará una bandeja metálica perforada con el fin de transportar estos cables por un medio seguro y correcto. Cada string conllevará dos cables: el positivo y el negativo. Dichos cables de cada string se irán sumando unos a otros por la misma bandeja conforme se van acercando hacia el inversor.

La conexión de un módulo a otro para conectar los 25 paneles en serie de un string se realiza mediante latiguillos que vienen ya incorporados en la parte trasera del módulo y simplemente hay que juntar unos con otros. Por este motivo, la única parte de cableado que se contempla de cada string es los dos cables que salen desde el conjunto de un string de 25 módulos hasta el inversor.

Según los cálculos realizados en el apartado anterior del dimensionado del cableado, la sección de los cables del lado de continua es de **10 mm²**. Conforme, el conjunto de módulos se vaya acercando hacia el inversor, el cableado de los strings se irá sumando en la bandeja, por lo que en total podrá haber hasta 64 cables juntos en una bandeja metálica perforada de **60x150mm**. Las dimensiones de esta bandeja se han calculado mediante el software de "PemsaPro" y se han adjuntado los informes en el Anexo del proyecto, donde se confirma que las bandejas seleccionadas pueden albergar tal cantidad de cables juntos.

- Tramo de CA. Inversor al CGBT.

El cableado de corriente alterna está formado por los cables que van desde los inversores hasta la caseta de control, donde se encuentran las bombas hidráulicas, así como el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT). El tramo que recorren estos cables, ya no se encuentra sobre la superficie acuática, sino que se recorren los alrededores del embalse.

Según los cálculos realizados en el apartado anterior del dimensionado del cableado, la sección de los cables del lado de alterna es de **240 mm²**. La salida de cada inversor va a llevar un total de cuatro cables (3 Fases + Neutro), por lo que habrá una bandeja para cada inversor que llegará hasta la caseta del CGBT. Dicha bandeja será una bandeja metálica perforada de **100x100mm**. Las dimensiones de esta bandeja se han calculado mediante el software de "PemsaPro" y se han adjuntado los informes en el Anexo del proyecto.

4.8- PROTECCIONES

Toda instalación eléctrica debe estar bien protegida para que no se produzcan fallos en el sistema, sobrecalentamientos del cableado, electrocutamientos y demás situaciones que puedan dañar la instalación. Estas protecciones van a ser calculadas ante tres tipos de situaciones en ambos lados de la instalación (CC y CA): protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, frente a sobretensiones y frente a contactos directos e indirectos.

4.8.1- PROTECCIONES DEL LADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

- Protección frente a sobrecargas

De forma general, la protección que se realiza en las instalaciones eléctricas para proteger frente a las sobrecorrientes o sobrecargas es la selección de fusibles como medida principal. Estos elementos están diseñados para permitir el flujo de la corriente hasta que llegue al valor nominal de protección del fusible. Su funcionamiento es más bien básico, ya que, si el valor de la corriente de la línea supera el máximo establecido en el fusible, este apartado se derretiría, abriría el circuito y dejaría de pasar corriente para evitar un posible incendio.

Sin embargo, en la mayoría de las instalaciones eléctricas de un proyecto fotovoltaico existe un elemento que lleva integrado un interruptor-seccionador de potencia de corriente continua para evitar la instalación de fusibles como instrumentos de seguridad adicionales. Este elemento es el inversor y lleva incorporado un interruptor para cada conexión entre el string y su respectiva entrada al aparato.

Gracias a este funcionamiento, si la corriente de entrada de algún string fuese superior a los parámetros normales de funcionamiento del inversor, el interruptor DC saltaría, abriendo el circuito y cortando de forma inmediata la conexión entre el inversor y el respectivo string. La siguiente imagen de la ficha técnica del inversor muestra las principales protecciones que lleva integradas:

Protección	
Protección de conexión DC inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor DC/AC	Sí / No
Monitorización de corrientes string FV	Sí
Función Q en noche	Sí
Anti-PID y Función de recuperación PID	Opcional
Protección contra sobretensión	DC Tipo II / AC Tipo II

Imagen 18. Protecciones integradas en el inversor SUNGROW 350HX. Fuente: Ficha técnica de Sungrow.

Se puede observar cómo indica que, sí que lleva integrado un interruptor en la parte DC, es decir, la referente a la corriente continua.



- Protección frente a sobretensiones

Normalmente, el inversor de la instalación fotovoltaica lleva integrado más elementos de seguridad. Tal y como se puede observar en la “*Imagen 18*”, la última medida de seguridad incorporada es la protección frente a sobretensiones. El inversor garantiza una protección en corriente continua de tipo 2 para combatir las sobretensiones.

Estos elementos llevan incorporados descargadores de sobretensiones conectados a tierra y de esta forma se genera un camino hacia tierra por que el pasará toda aquella energía producida por sobretensiones en una instalación.

- Protección frente a contactos directos e indirectos

De forma general, la protección en una instalación eléctrica frente a contactos directos e indirectos se protege con un interruptor diferencial. Este dispositivo electromagnético es el encargado de proteger a las personas físicas cuando entran en contacto directo con alguna parte activa del circuito eléctrico. Se combina con la toma a tierra, por lo que, al detectar una anomalía, procede a interrumpir el circuito.

Sin embargo, cuando se trata de la instalación eléctrica de una planta solar, los elementos que la forman suelen proteger de forma automática frente a este tipo de contactos. Los elementos de la instalación fotovoltaica como por ejemplo los paneles solares, el cableado o el inversor llevan incorporado un aislamiento de clase II o doble aislamiento. Estos dispositivos poseen dos capas de material aislante, de forma que generalmente se evitará un posible contacto, a pesar de que no tienen toma de tierra.

4.8.2- PROTECCIONES DEL LADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

- Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos

De forma contraria a lo que sucede en la protección frente a sobrecargas en el lado de corriente continua, el inversor no protege con un interruptor en el lado de alterna tal y como se puede observar en la “*Imagen 18*” de la ficha técnica del inversor. En este caso, habrá que calcular una protección adecuado con un interruptor automático magnetotérmico.

La función principal de un magnetotérmico es evitar una sobrecarga de la red. Por un lado, protege frente a sobrecargas deteniendo el circuito cuando la carga es superior al valor que soporta el interruptor. Por otro lado, protege frente a cortocircuitos cortando el circuito cuando detecta variaciones notables en la corriente.

Para dimensionar un interruptor automático, de aquí en adelante IA, debe cumplir una serie de condiciones:

$$1. I_b \leq I_n \leq I_z \quad [18]$$

$$2. I_2 \leq 1,45 * I_z \quad [19]$$



Siendo:

- I_b , la intensidad máxima del circuito, en este caso la máxima del inversor.
- I_n , la intensidad nominal del dispositivo de protección a utilizar.
- I_z , la intensidad máxima admitida por el conductor de una determinada sección.
- I_2 , la intensidad de funcionamiento del dispositivo.

Para un interruptor automático se cumple siempre que:

$$I_2 \leq 1,45 * I_n$$

Por ese motivo, la segunda condición siempre queda incluida dentro de la primera al tratarse de un interruptor automático. Se demuestra entonces la primera condición, mostrando los valores existentes:

$$254 A \leq I_n \leq 490 A$$

El valor de la intensidad máxima del inversor viene dado en la ficha técnica de este, en cambio el valor de la intensidad máxima admitida por el conductor de 240 mm² ha sido calculado y extraído en el punto del dimensionado de cableado en el lado de alterna. Por ese motivo, se escoge un interruptor automático que tenga una intensidad nominal de:

$$I_n = 320 A$$

En cuanto a la protección frente a cortocircuitos, se debe cumplir que el poder del corte del interruptor escogido para proteger frente a sobrecargas sea superior a la corriente de cortocircuito del propio circuito eléctrico:

$$PdC \geq I_{sc} [20]$$

La corriente de cortocircuito del circuito eléctrico se entiende como la corriente máxima de entrada del propio inversor, por lo que, el PdC del IA escogido es de 36 kA según indica la ficha técnica adjuntada en el Anexo del proyecto. La condición queda de la siguiente manera:

$$36 kA \geq 254 A$$

Aguas arriba, en el propio cuadro de protecciones se instalará un interruptor automático general que cubra las 5 líneas provenientes de cada inversor (320 A), por lo que, se instalará el siguiente IA:

$$I_{GENERAL} = 1600 A ; PdC = 36 kA$$

- Protección frente a sobretensiones

De forma equivalente, a la protección justificada frente a sobretensiones en el lado de corriente continua, la seguridad que existe en este aspecto en el lado de alterna también está incorporada en el inversor de SUNGROW. Según las características del inversor en cuanto a protecciones, que se pueden observar en la "Imagen 18", también posee una protección de clase II en el lado de alterna.

- Protección frente a contactos directos e indirectos

El elemento encargado de proteger frente a contactos directos e indirectos es el interruptor diferencial. En el lado de continua, los materiales de la instalación fotovoltaica cubrían esta seguridad mediante elementos de doble asilamiento. En el lado de alterna, se necesita la instalación de un diferencial tetrapolar a la salida del inversor.

Según indica la normativa establecida en el REBT, concretamente en el ITC-BT-24 referido a la protección frente contactos directos e indirectos los interruptores diferenciales pueden llegar a tener hasta una sensibilidad mínima de 300 mA. El interruptor diferencial debe estar protegido por el magnetotérmico, por lo que el primero de ellos se instalará aguas abajo del otro. Además, la corriente nominal del diferencial debe ser igual o superior a la escogida en el interruptor magnetotérmico. De esta forma, se queda con las siguientes características:

$$I_{N\text{diferencial}} = 320 A$$

$$\text{Sensibilidad} = I_{\Delta n} = 300 mA$$

4.9- PUESTA A TIERRA

La instalación de puesta a tierra es una de las partes más importantes de cualquier instalación eléctrica. Es totalmente necesario, conectar todas las masas metálicas de la instalación a tierra, para limitar la tensión que puedan producir asegurando las protecciones y disminuyendo el riesgo que puede producir la avería de un material eléctrico.

Básicamente, la puesta a tierra es la unión eléctrica directa de una parte del circuito eléctrico con el propio suelo mediante un electrodo enterrado. Se debe conectar toda masa metálica de la instalación, pero existen algunos elementos como por ejemplo los módulos solares que al llevar integrado un aislamiento eléctrico de clase II, no deben estar conectados a tierra porque ya están protegidos. Los elementos que suelen estar conectados a tierra en una instalación solar son las estructuras coplanares de metal para la sujeción de los módulos y el inversor.

Para poder escoger la sección del cableado de tierra, se requiere la utilización de la tabla del ITC-BT-18 pág.6 del REBT. La siguiente tabla indica la relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S _p (mm ²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Imagen 19. Relación entre las secciones de los conductores de protección y de fase. Fuente: ITC-BT-18.

En el caso de las instalaciones fotovoltaicas flotantes no existen las estructuras metálicas coplanares, ya que, el módulo está fijado directamente sobre la estructura flotante. Por ese motivo, únicamente se necesita calcular el cableado de puesta a tierra desde el inversor.

Según los cálculos realizados en la parte del dimensionado del cable, se ha obtenido que la sección del cable de fase en corriente alterna es de 240 mm², por lo que siguiendo la normativa de la “Imagen 19” se obtiene que la sección del cable de tierra del inversor es:

$$S_{TT_{inversor}} = 120 \text{ mm}^2$$

Tal y como se ha comentado previamente, los equipos se conectan a tierra mediante un grupo de electrodos enterrados en el propio suelo. El cableado de tierra se conecta, generalmente, a picas verticales que son enterradas bajo el suelo. Si el CGBT donde se va a conectar la instalación, ya posee una conexión a tierra, sería suficiente conectar el nuevo cableado de tierra a este elemento.

En el caso, de que se enterrasen las picas verticales como conexión a tierra, se debería calcular de que longitud tendrían que ser. Para ello, debemos recurrir a una serie de tablas y ecuaciones que se encuentran en el ITC-BT-18 del REBT:

$$I_{\Delta n} \leq \frac{U_{contacto}}{R_t} \quad [21]$$

Siendo:

- $I_{\Delta n}$ (mA), la sensibilidad del interruptor diferencial.
- $U_{contacto}$ (V), la tensión de contacto.
- R_t (Ω), la resistencia de tierra.

La intensidad máxima diferencial ha sido calculada en el apartado de protecciones, por lo que se conoce su valor de 300 mA. Para conocer la tensión de contacto, el REBT dice que no se puede tener una tensión de contacto superior a 24 V en local seco. De esta forma se puede despejar la resistencia de tierra de la ecuación número [21]:

$$R_t \leq \frac{U_{contacto}}{I_{\Delta n}} = \frac{24 \text{ V}}{0,3 \text{ A}} = 80 \Omega$$

Una vez se ha conseguido despejar la resistencia a tierra, la siguiente tabla del REBT indica que tipo de ecuación se ha de escoger según el tipo de electrodo utilizado:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m) P , perímetro de la placa (m) L , longitud de la pica o del conductor (m)	

Imagen 20. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de las características del electrodo.
Fuente: ITC-BT-18.

Se va a utilizar una pica vertical para realizar la conexión a tierra, por lo que:

$$R_t = \frac{\rho}{L_{pica}} [22]$$

Siendo:

- ρ ($\Omega * m$), la resistividad del terreno.
- L_{pica} (m), la longitud de la pica o del conductor.
- R_t (Ω), la resistencia de tierra.

Para conocer la resistividad del terreno, se acude a una tabla del ITC-BT-18 del REBT, donde se indica valores aproximados de resistividad del terreno en función de la naturaleza de este:

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silícea	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000

Imagen 21. Valores orientativos de la resistividad en función de la naturaleza del terreno.

Fuente: ITC-BT-18.

Suponiendo que, en los alrededores del embalse, existen una especie de caliza blanda, se ha escogido una resistividad de $200 \Omega * m$. De esta forma, se procede a calcular la longitud necesaria de las picas para poder realizar una conexión a tierra de forma correcta y segura:

$$L_{pica} = \frac{\rho}{R_t} = \frac{200}{80} = 2,5 m$$

4.10- ESTUDIO DE SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE FILAS.

Generalmente, las instalaciones fotovoltaicas flotantes no suelen presentar problemas de sombras. Esto es debido a que, al depositar las placas en mitad de un lago o embalse, no existen objetos cercanos que puedan producir sombras. En este caso, ocurre exactamente lo mismo, el embalse de la Torrecilla de Lorca, se encuentra en pleno huerto rodeado de campos agrícolas y maleza.

Por ese motivo, el principal estudio de sombras que debe tener cualquier instalación fotovoltaica flotante, se basa en las sombras que se puedan generar unas filas de paneles con otras. Para ello, existen dos ecuaciones con las que despejar la distancia mínima que debes mantener entre filas para que no pierdas el aprovechamiento energético total de un panel:

$$d_{\text{mínima}} = \frac{H}{\tan(61 - \text{Latitud})} \quad [23]$$

Donde:

$$H = l_{\text{módulo}} * \sin \alpha \quad [24]$$

Siendo:

- $d_{\text{mínima}}$ (m), la distancia mínima entre filas.
- H (m), altura vertical del panel.
- Latitud ($^{\circ}$), latitud del embalse.
- $l_{\text{módulo}}$ (m), longitud del módulo.
- α ($^{\circ}$), ángulo de inclinación del panel.

La siguiente imagen pone en contexto las ecuaciones que se han expuesto anteriormente:

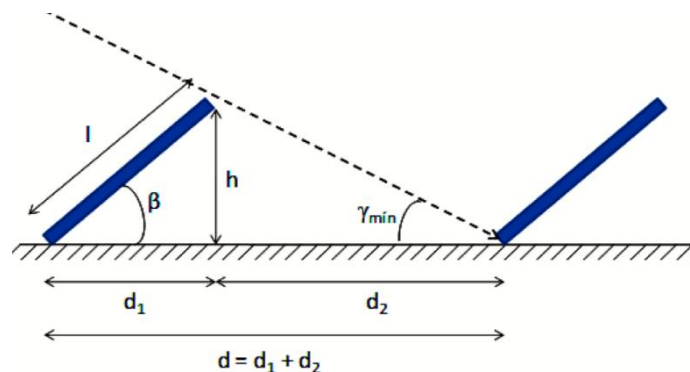


Imagen 22. Distancia entre filas de paneles. Fuente: Monsolar.

Se conocen todas las variables de las ecuaciones, debido a que se especifican en la ficha técnica del módulo y en la ficha técnica de la estructura, por lo que se procede a calcular:

$$H = 2,28 * \text{sen}(5) = 0,19 \text{ m}$$

Por lo que, se obtiene que:

$$d_{\text{mínima}} = \frac{0,19}{\tan(61 - 37,36^\circ)} = 0,43 \text{ m}$$

Las filas de paneles deberán tener una distancia mínima de 0,43 metros entre ellas para no producir sombra entre ellas en ningún momento del día. Esta pequeña separación entre filas permite instalar la bandeja de continua y recoger todo el cableado para transportarlo hasta los inversores colocados fuera del embalse.

4.11- RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

La siguiente tabla indica las principales características de la instalación diseñada:

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA INSTALACIÓN	
NOMBRE DE PROYECTO	ESTUDIO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 2 MW SOBRE UNA Balsa DE RIEGO
LOCALIZACIÓN	LORCA, MURCIA
BENEFICIARIO	COMUNIDAD DE REGANTES DE LORCA
TIPO DE INSTALACIÓN	AUTOCOSNUMO FOTOVOLTAICO SIN COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES
POTENCIA INSTALADA	1,98 MW
POTENCIA NOMINAL	1,75 MW
NÚMERO DE PANELES	3600
MODELO DE PANEL UTILIZADO	ATERSA 550 Wp MONOCRISTALINO
NÚMERO DE INVERSORES	5
MODELO DE INVERSOR	SUNGROW 350HX (350 KW)

Tabla 12. Tabla resumen de las principales características del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

La configuración de la instalación se basa en el conjunto de módulos agrupados por strings, transportando la energía generada a través del cableado de continua, hasta llegar a los respectivos inversores. El siguiente esquema resume la configuración que sigue esta instalación solar:

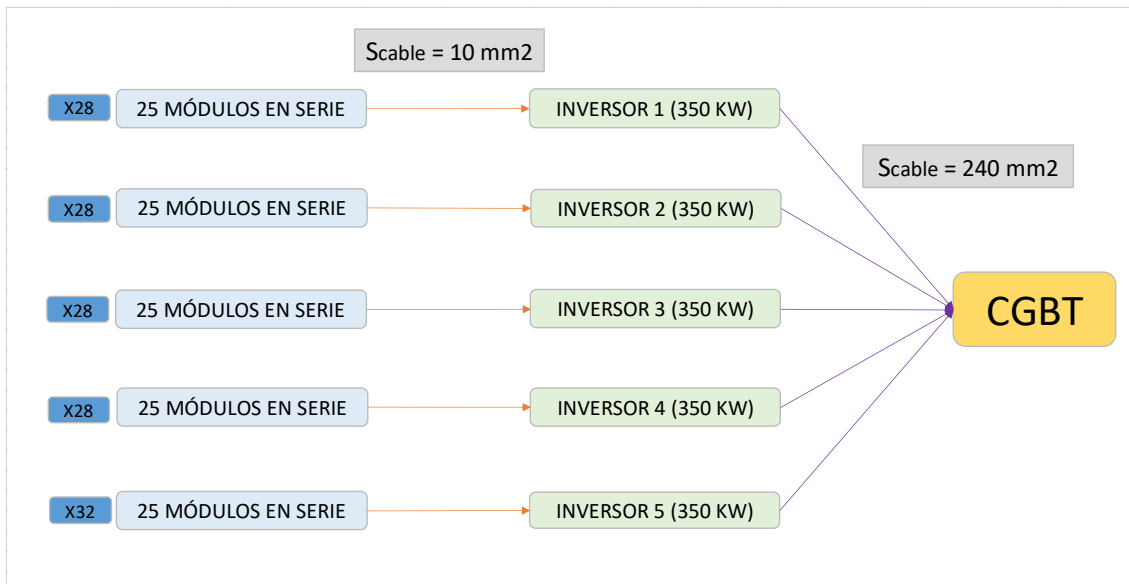


Imagen 23. Esquema de la configuración a seguir en la instalación solar. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se va a realizar el resumen del balance energético obtenido gracias a los consumos horarios del sistema de bombeo comparados con la producción de la instalación. De esta forma, se podrán calcular indicativos porcentuales de la eficiencia de la instalación fotovoltaica. A través de un Excel personalizado, donde se han introducido todos los valores de consumo y producción anual de esta instalación para poder calcular la energía autoconsumida a lo largo del año, se puede obtener la siguiente tabla:

BALANCE ENERGÉTICO	
CONSUMO ANUAL DEL SISTEMA DE BOMBEO	5.386.012 KWh/año
PRODUCCIÓN ANUAL FV	3.252.200 KWh/año
ENERGÍA AUTOCONSUMIDA	1.967.334 KWh/año

Tabla 13. Tabla comparativa de consumo y producción. Fuente: Elaboración propia.

La energía autoconsumida es la cantidad de energía producida que realmente ha sido aprovechada para el autoconsumo de la instalación. Existen dos valores porcentuales que actúan como indicativos energéticos de una instalación solar:

- Porcentaje de cobertura o autarquía
- Porcentaje de aprovechamiento



Estos indicativos energéticos presentan las siguientes expresiones:

$$\text{Cobertura (\%)} = \frac{\text{Energía autoconsumida}}{\text{Consumo total}} * 100 \quad [25]$$

$$\text{Aprovechamiento (\%)} = \frac{\text{Energía autoconsumida}}{\text{Producción total}} * 100 \quad [26]$$

Todos los parámetros son conocidos, por lo que se procede a calcular:

$$\text{Cobertura (\%)} = \frac{1.967.334 \text{ kWh}}{5.386.012 \text{ kWh}} * 100 = 36,5 \%$$

$$\text{Aprovechamiento (\%)} = \frac{1.967.334 \text{ kWh}}{3.252.200 \text{ kWh}} * 100 = 60,5 \%$$

Estos parámetros se calculan en las instalaciones solares para que den información sobre la cantidad de energía que se aprovecha a partir de la fotovoltaica.

En este caso, se está consiguiendo aprovechar un **60,5 %** de la energía que se está produciendo con el fin de reducir la factura eléctrica. Dicho porcentaje no se consigue que sea total, ya que, existen muchos momentos al año en el que se está produciendo más de lo que se consume. Por ese motivo, son esos momentos en los que se está perdiendo energía que has producido y eso hace que el porcentaje de aprovechamiento disminuya. Esta instalación tenía unos consumos muy variados a lo largo del año y eso ha influenciado mucho en que el valor del aprovechamiento energético se redujera.

Por otro lado, se ha conseguido cubrir un **36,5 %** del consumo anual del sistema de bombeo del embalse. Este porcentaje está referido a la cantidad de energía solar que se ha autoconsumido para cubrir el consumo. En esta instalación, aumentar el porcentaje de cobertura ha sido bastante complicado. En los meses de invierno el consumo de la balsa es realmente grande y la fotovoltaica no es capaz de cubrir mucha parte de ese consumo. Por ese motivo, el porcentaje de cobertura no ha sido excesivamente grande en este proyecto.

En definitiva, los indicativos energéticos obtenidos han sido realmente satisfactorios, teniendo en cuenta que existe una gran complejidad para mejorarlos, debido a la variabilidad constante en el consumo mensual.



5. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

La energía fotovoltaica se clasifica como una energía renovable y limpia, ya que, produce energía eléctrica a partir de la energía procedente del sol sin emitir ningún gas de efecto invernadero o vertido contaminante durante todo el proceso de producción. Además, este proceso de obtención de energía cuenta con las 3R del desarrollo sostenible:

- **Reduce:** Utiliza una menor cantidad de materias primas para su composición.
- **Reutiliza:** Los paneles, al ser sustituidos, pueden ser reubicados en otras plantas.
- **Reutiliza:** Alrededor del 90% de los materiales que forman un panel solar pueden ser reciclados.

Por otro lado, si la energía solar es comparada con sus hermanas renovables como la eólica o la hidroeléctrica, se puede posicionar como la más sostenible debido a menor impacto ambiental. Una planta solar no genera ruido por lo que no produce contaminación acústica y tampoco necesita de una construcción masiva como algunas centrales hidroeléctricas para conseguir la producción energética.

En definitiva, el impacto ambiental de esta fuente de energía es prácticamente inexistente, por lo que es una buena forma de contribuir con el planeta además de ofrecer un servicio tan importante en el día a día como es la producción de electricidad.

- Reducción de emisiones en forma de cálculo

Tal y como se ha comentado, la energía fotovoltaica ofrece una gran cantidad de ventajas al medioambiente durante todo su proceso de fabricación y producción. Pero cabe destacar, que se puede hacer un cálculo aproximado de las toneladas emitidas de dióxido de carbono que se pueden evitar verter con la construcción de una instalación solar.

La media del factor de emisiones del mix de generación eléctrica en España, publicado por la CNMC a principios de 2023, es de **273 g CO₂/kWh**. Con este dato, se puede calcular las emisiones de CO₂ que pueden ser evitadas con la planta fotovoltaica.

Si se conoce que la producción de esta instalación solar flotante es de 3.252.200 kWh, se puede calcular la relación directa:

$$tCO_2 = 3.252.200 \text{ kWh} * 0,000273 \frac{tCO_2}{kWh} = 887,85 \text{ t } CO_2 \text{ ahorradas/año}$$

Si tenemos en cuenta que la vida útil de una instalación fotovoltaica es de 25 años, se obtendrá un ahora de emisiones total de:

$$t \text{ CO}_2 \text{ totales} = 887,85 * 25 \text{ años} = 22.196 \text{ tCO}_2 \text{ no emitidas}$$

6. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

El apartado económico de un proyecto demuestra si este es viable económicamente. El presupuesto de esta instalación solar ha sido obtenido mediante un software denominado “Presto”, dónde se han recogido todo los materiales, elementos y complementos necesarios para la construcción de la obra. Dicho presupuesto, se encuentra en la parte inferior del proyecto adjuntado como un Anexo.

En este apartado, se van a calcular diversos indicativos financieros que ayuden a tomar una decisión final sobre la viabilidad económica del proyecto, así como el periodo de retorno de la inversión inicial que existiría para los integrantes de la Comunidad de Regantes de Lorca.

Antes de comenzar los cálculos de viabilidad financiera, hay que explicar qué situación vive España en la actualidad con los precios de la energía. Además, se necesitará conocer los precios actuales de venta de energía para poder llegar a calcular los distintos factores económicos.

6.1- CONTEXTUALIZACIÓN ECONÓMICA DE LA ENERGÍA

En los últimos años, desde la pandemia vivida en 2020, los precios de muchos servicios o productos de la vida cotidiana se han ido incrementando con el paso del tiempo. Uno de los servicios básicos para vivir, como es la electricidad, han disparados sus precios de venta durante los últimos años. Existen diversos factores internacionales, como la pandemia mundial o la guerra de Ucrania que han sido determinantes en el incremento de los precios de la energía. La siguiente gráfica muestra la gran variabilidad de precios de la energía en €/MWh que se ha producido en el último año si se compara con la última década:

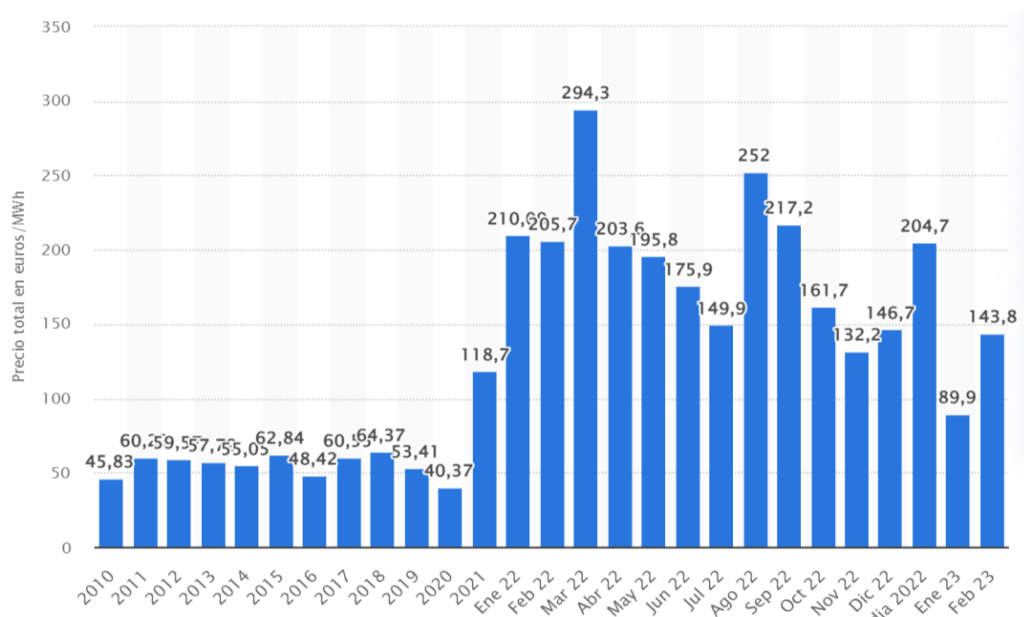


Imagen 24. Variación del precio de la energía eléctrica en España desde 2010. Fuente: Statista.



Se puede observar que los precios de la electricidad se mantenían bastante constantes hasta el año 2020. Tras este momento, el precio de venta se ha disparado consiguiendo cifras de record y creando una gran preocupación para mucha parte de la población española. El incremento económico de la energía ha hecho que mucha gente apuesta por la energía renovable para satisfacer sus necesidades eléctricas. De esta forma, se busca poner fin a facturas muy elevadas y apostar por una energía verde con el medio ambiente.

La Comunidad de Regantes de Lorca, se ha ofrecido a enviar sus facturas eléctricas para realizar un mejor estudio de la instalación fotovoltaica. Por ese motivo, se ha conseguido sacar los precios a los que compran la energía a la red eléctrica y obtener una media de los distintos meses del año. La siguiente tabla muestra un resumen de los precios:

MES	PRECIO DE VENTA (€/kWh)
ENERO	0,225
FEBRERO	0,224
MARZO	0,313
ABRIL	0,228
MAYO	0,211
JUNIO	0,194
JULIO	0,162
AGOSTO	0,172
SEPTIEMBRE	0,176
OCTUBRE	0,229
NOVIEMBRE	0,229
DICIEMBRE	0,229

Tabla 14. Precios de compra de energía por meses de la Comunidad de Regantes. Fuente: Facturas.

Se puede observar que sus precios a lo largo del año son bastante elevados. Se ha obtenida un precio medio de compra de energía, para calcular los factores económicos, de **0.216 €/kWh**.

El presupuesto obtenido a través de un software, se encuentra detallado como informe en el documento de presupuestos que se encuentra a continuación de la memoria. A pesar de ello hay que destacar que se ha contabilizado todos los materiales, elementos y mano de obra necesarios para la construcción del proyecto, por lo que se obtiene que:

PRESUPUESTO GENERAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN DE MATERIAL (PEM)	1.273.146,74 €
IVA (21%)	267.360,82 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	1.540.507,56 €

UN MILLÓN QUINIENTOS CUARENTA MIL QUINIENTOS SIETE CON CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS



6.2- IDENTIFICATIVOS ECONÓMICOS

En este último punto dentro del apartado económico del proyecto, se deben calcular algunos identificativos financieros que nos determinen si esta instalación es realmente viable desde el punto de vista económico. Principalmente, nos vamos a centrar en la resolución de dos factores:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Periodo de retorno (Payback)

- VAN

Este factor es el Valor Actual Neto y permite evaluar el valor futuro de una inversión, lo que lo hace un indicativo primordial para las inversiones a largo plazo.

Este criterio tiene diversas interpretaciones en función de su valor:

- $VAN > 0$: el proyecto será rentable y por lo tanto viable.
- $VAN = 0$: el proyecto no aportará beneficios ni pérdidas.
- $VAN < 0$: el proyecto generará pérdidas económicas y no será viable.

La expresión que permite calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} \quad [27]$$

Siendo:

- I_0 (€), la inversión inicial del proyecto.
- F_t (€), el flujo neto de caja en cada paso de tiempo.
- k , la tasa de actualización.
- n , el número de años de vida útil.

A continuación, se adjuntan las consideración, datos y suposiciones que debemos tener en cuenta para llevar a cabo el cálculo de esta operación:

- Se va a considerar que la instalación posee una vida útil de 25 años.
- A la hora del cálculo se aplica un 2% de reducción a la potencia de los paneles para el segundo año, y desde ese segundo año hasta el último de vida útil un 0,55% de reducción, tal y como indica la ficha técnica del módulo. Esto se debe a la degradación de los paneles con el tiempo, lo que afecta en gran medida a su producción.
- Se considerará una tasa de actualización del 5% (k).

- Se asumirá que el pago inicial se realiza el primer año y de manera directa, invirtiendo todo el dinero en el proyecto solar.

- Según el Mercado oficial de opciones y futuros financieros en España (MEFF), el precio de la electricidad irá disminuyendo cada año hasta estabilizarse en unos valores próximos a **0,045 €/kWh** a partir del 2030. Se va a trabajar con los precios que se indican en la tabla de futuros valores de la energía, realizada por el MEFF. Se parte del precio medio que tiene actualmente la Comunidad de Regantes de Lorca y se irá estabilizando con el paso de los años.

La siguiente tabla muestra los valores empleados para el cálculo final:

AÑO	ENERGÍA AUTOCONSUMIDA (kWh)	PRECIO ELECTRICIDAD (€/kWh)	F_t	$\frac{F_t}{(1+k)^t}$
1	1 967 334	0.216	424 944.14 €	404 708.71 €
2	1 927 987	0.177	341 253.76 €	309 527.22 €
3	1 917 383.39	0.105	201 325.26 €	173 912.33 €
4	1 906 837.78	0.092	175 429.08 €	144 325.93 €
5	1 896 350.17	0.08	151 708.01 €	118 867.20 €
6	1 885 920.25	0.079	148 987.70 €	111 176.92 €
7	1 875 547.69	0.066	123 786.15 €	87 972.50 €
8	1 865 232.17	0.058	108 183.47 €	73 222.83 €
9	1 854 973.40	0.052	96 458.62 €	62 178.08 €
10	1 844 771.04	0.05	92 238.55 €	56 626.47 €
11	1 834 624.80	0.047	86 227.37 €	50 415.35 €
12	1 824 534.37	0.045	82 104.05 €	45 718.61 €
13	1 814 499.43	0.045	81 652.47 €	43 302.05 €
14	1 804 519.68	0.045	81 203.39 €	41 013.23 €
15	1 794 594.82	0.045	80 756.77 €	38 845.39 €
16	1 784 724.55	0.045	80 312.60 €	36 792.13 €
17	1 774 908.57	0.045	79 870.89 €	34 847.40 €
18	1 765 146.57	0.045	79 431.60 €	33 005.47 €
19	1 755 438.26	0.045	78 994.72 €	31 260.89 €
20	1 745 783.35	0.045	78 560.25 €	29 608.53 €
21	1 736 181.54	0.045	78 128.17 €	28 043.51 €
22	1 726 632.54	0.045	77 698.46 €	26 561.21 €
23	1 717 136.07	0.045	77 271.12 €	25 157.26 €
24	1 707 691.82	0.045	76 846.13 €	23 827.52 €
25	1 698 299.51	0.045	76 423.48 €	22 568.06 €
			TOTAL	2 053 484.80 €

Tabla 15. Cálculo de los parámetros que intervienen en el VAN. Fuente: Elaboración propia.

Por lo tanto, se obtendría que:

$$VAN = -1.540.507,56 + 2.053.484,80$$

$$VAN = 512.977,24 € \geq 0$$

De esta forma, se demuestra que nuestro proyecto es **económicamente rentable**.



- TIR

El indicativo financiero TIR, es la Tasa Interna de Retorno y representa el porcentaje de ingresos que se obtiene cada año debido a la inversión. Es la rentabilidad mínima que se le exige al proyecto y la que hace que el VAN se anule.

Cuanto mayor sea este parámetro mayor será la rentabilidad de la inversión, por lo que:

- $TIR > k$: el proyecto será rentable.
- $TIR = k$: el proyecto ni aportará beneficios ni pérdidas.
- $TIR < k$: el proyecto generará pérdidas económicas.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad [28]$$

A través del Excel, se puede calcular este factor económico, ya que, su demostración es bastante compleja y extensa para tantos años de vida útil de la instalación. Por lo que:

$$TIR = 10,06 \% \geq 0$$

De esta forma, se puede afirmar que el proyecto estudiado será rentable, es decir viable económicamente, ya que, se ha obtenido unos resultados de los indicativos financieros bastante positivos.

- PAYBACK (Periodo de retorno)

El periodo de retorno, tal y como indica su nombre, hace referencia al tiempo que se tardará en recuperar la inversión inicial del proyecto. Año tras año, la instalación fotovoltaica irá obteniendo beneficios debido a que la electricidad consumida en las bombas, no se estará cogiendo de la Red Eléctrica Española, sino que se estará autoconsumiendo de la energía producida en la instalación solar. El tiempo de retorno posee la siguiente fórmula:

$$PAYBACK = a + \frac{(I_0 - b)}{F_t} \quad [29]$$

Siendo:

- a , año anterior a la recuperación.
- I_0 (€), la inversión inicial.
- b , suma de los flujos de caja hasta el año anterior de recuperar la inversión inicial.
- F_t (€), el flujo neto de caja en el año en el que has recuperado la inversión.



Extrayendo estos datos de la “Tabla 15”, se puede calcular el periodo de retorno:

$$PAYBACK = 6 + \frac{(1.540.507,56 - 1.443.647,94)}{123.785,15}$$

$$PAYBACK = 6,78 \text{ años}$$

Se ha obtenido que en un periodo de 6,78 años se obtendría la recuperación monetaria de la inversión inicial realizada. A partir de este momento, la energía producida por la instalación fotovoltaica y autoconsumida en el sistema de bombas será totalmente gratuita.

6.3- CONCLUSIONES DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Se han utilizado varios indicadores financieros, como herramientas, para analizar la viabilidad económica del proyecto. Los resultados han sido realmente exitosos para tomar la decisión de llevar a cabo la instalación solar fotovoltaica flotante sobre el embalse de la “Torrecilla” de la Comunidad de Regantes de Lorca.

De forma general, los propietarios que invierten en una instalación fotovoltaica recuperan la inversión inicial entre los 4 y 7 años de vida de la instalación. En este caso, según el payback obtenido, se indica que, entre el sexto y séptimo año, ya se habría recuperado el desembolso inicial. De esta forma, desde ese mismo año hasta los 25 años de vida útil de la instalación solar se estará obteniendo energía de forma gratuita.

En conclusión, al tener un VAN y TIR bastante positivos y un periodo de retorno relativamente corto, esta instalación se podría empezar a construir de forma inmediata, ya que se obtendrían grandes beneficios.



7. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Tras conseguir realizar el diseño y la elaboración del proyecto, se debe establecer cuál va a ser la planificación de construcción de la obra. Anteriormente, se ha demostrado los cálculos necesarios para establecer una instalación segura y adecuada. Se han propuesto los materiales que van a ser empleados en este proyecto, pero el último paso, se basa en establecer en que periodos se van a ir instalando.

El cronograma que se observa en la siguiente página, recoge el periodo por semanas, que lleva cada objeto de la instalación. Todo proyecto se inicia con la contratación de una empresa particular por parte del promotor o cliente. En este momento, se firma el contrato de obra y se puede empezar a pedir materiales para su futura construcción. En este tipo de proyectos existen todo tipo de pasos hasta conseguir que la instalación se encuentre montada y en correcto funcionamiento.

Se puede observar en el siguiente cronograma que existen tareas que requieren un mayor periodo de tiempo que otras, por esos motivos se deben llevar a cabo varias funciones a la vez. La legalización de la instalación y los recursos para la seguridad y salud de los operarios que participan en la obra, son ejemplos de tareas que se están procesando durante todo el periodo de obra.



8. NORMATIVA APLICADA

La instalación fotovoltaica flotante se ha ido diseñando dentro del marco legal de distintas normativas aplicables, de manera que tanto los materiales como la propia instalación de los distintos campos que han sido analizados a lo largo del proyecto, se encuentren en su obligado cumplimiento. A continuación, se adjuntan los distintos decretos o normativas aplicadas a lo largo del estudio de la obra:

- Real Decreto 485/1.997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 773/1.997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 1.215/1.997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de Carreteras y Puentes (PG- 3-1975) aprobados por O.M. de 6 de febrero de 1.976, para las obras de excavaciones, rellenos y hormigones.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión a la red de baja tensión.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión, y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Resolución de 11 de noviembre de 2003, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, por la que se aprueba el modelo del certificado de instalación eléctrica de baja tensión.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Instrucción de 12 de mayo de 2006, de la Dirección General de Industria, Energía y Minas, complementaria a la Instrucción de 21 de enero de 2004, sobre procedimiento de puesta en servicio de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.



- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red establecidas por el IDAE en su apartado destinado a Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica (PCT-C.- Julio 2011).
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Norma UNE 157701:2006, especialmente su Anexo A, sobre Criterios generales para la elaboración de proyectos de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- Normas Autonómicas y Comunidades para este tipo de instalaciones.
- Normas Municipales para este tipo de instalaciones.



9. CONCLUSIONES FINALES DEL TRABAJO

- Una vez más, se ha podido demostrar que, mediante una instalación de energía renovable, en este caso concreto de energía solar, se pueden conseguir grandes beneficios para el cliente y siempre contribuyendo al medio ambiente. Por un lado, los criterios económicos han sido muy favorables y en apenas seis años la contribución inicial se ha recuperado. En segundo lugar, produciendo tales cantidades de energía se consigue reducir en gran medida la emisión de contaminantes a la atmosfera, por lo que se fomenta una lucha contra el cambio climático.
- El diseño de los proyectos debe ser siempre un proceso elaborado y paciente, dónde puedas estudiar varias configuraciones para la instalación con tal de ofrecerlas al cliente y tomar una decisión conjunta. Siempre hay que tener en cuanto factores importantes como la eficiencia de la planta o el criterio económico.
- A la hora de realizar todos los cálculos y mediciones de los materiales necesarios, se debe comprobar que se esté siguiendo la normativa aplicada a dicho contexto. Uno de los decretos más importantes en este tipo de proyectos es el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), donde se pueden asegurar si las protecciones y secciones de los cableados escogidos para una instalación, son seguros y están correctamente homologados.
- Tras conseguir tener todos los elementos asegurados, se debe realizar un cronograma de la construcción de la obra, con tal de definir al cliente tu planificación futura. Se debe ser cauteloso con los tiempos de entrega de materiales, ya que, muchas veces los proveedores tienen problemas de logística que puedan impedir acabar la instalación en el tiempo acordado con el promotor.
- Durante la obra, se deben cumplir todas las normas que se encuentran dentro de los decretos de Seguridad y Salud vigentes. De esta forma, se pretende garantizar la seguridad de los operarios u operarias que participen en el proceso de construcción de la obra.
- Por último, se debe realizar un análisis económico donde se obtenga una serie de parámetros financieros. De esta forma, se podrá analizar si un proyecto es o no económicamente viable. Si los cálculos financieros han sido correctos, el cliente debe estar seguro de que no perderá dinero con la futura instalación y que además podrá conseguir beneficios para su vida diaria.



10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

10.1- REFERENCIAS EN FORMATO APA

Calculo de la sección de conductores (CPE II). (s. f.). Scribd.

<https://es.scribd.com/document/563122505/Calculo-de-La-Seccion-de-Conductores-CPE-II#>

Colaboradores de Wikipedia. (2023). Energía solar. *Wikipedia, la enciclopedia libre.*

https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar

Comunicación. (2023, 14 febrero). La potencia instalada de energía solar en suelo aumentó en 3.712 MW en 2022, lo que empleó, de manera directa e indirecta, a 74.250 personas en España. *UNEF.* <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/la-potencia-instalada-de-energia-solar-en-suelo-aumento-en-3712-mw-en-2022-lo-que-empleo-de-manera-directa-e-indirecta-a-74250-personas-en-espana>

Comunicación. (2023, 14 febrero). La potencia instalada de energía solar en suelo aumentó en 3.712 MW en 2022, lo que empleó, de manera directa e indirecta, a 74.250 personas en España. *UNEF.* <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/la-potencia-instalada-de-energia-solar-en-suelo-aumento-en-3712-mw-en-2022-lo-que-empleo-de-manera-directa-e-indirecta-a-74250-personas-en-espana>

EcoInventos, R. (2023, 8 marzo). Fotovoltaica flotante, ya hay instalados más de 1.3 GW en todo el mundo, y subiendo. *EcoInventos.* <https://ecoinventos.com/fotovoltaica-flotante/>

EcoInventos, R. (2022b, enero 7). Comienza a operar en China el mayor central solar flotante del mundo. *EcoInventos.* <https://ecoinventos.com/central-solar-flotante-dezhou/>

Eligenio. (2023). Protección eléctrica: qué es y qué tipos existen. *Eligenio.* <https://eligenio.com/es/blog/proteccion-electrica-tipos/#:~:text=En%20este%20caso%2C%20los%20sistemas,%2C%20cubre%2Denchufes%20y%20seccionadores>



Energetico, C. (2021). TODO LO QUE NECESITAS SABER SOBRE LAS

CÉLULAS SOLARES. *Tu blog de Autoconsumo fotovoltaico y energía renovable.*

<https://www.cambioenergetico.com/blog/celulas-solares-fotovoltaicas/>

Energigreen. (2023, 12 abril). *Tarifa 6.1TD - EnergiGreen.* EnergiGreen.

<https://www.energigreen.com/tarifas-electricidad/tarifa-6-1td/>

Energy Class | RV-K / FXV | ECA. (s. f.). Prysmian Group. [https://es.prysmiangroup.com/centro-](https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Energy-Class-RV-K-FXV-Eca)

[de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Energy-Class-RV-K-](https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Energy-Class-RV-K-FXV-Eca)

[FXV-Eca](https://es.prysmiangroup.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/General-Cable-Energy-Class-RV-K-FXV-Eca)

Entradas, V. M. (2023, 5 mayo). *SELECCIÓN y CÁLCULO DE LAS PROTECCIONES SEGÚN*

EL REBT. AUTOCONSUMO Y AUTARQUÍA.

[https://autarquiapersonal.com/2021/06/19/seleccion-de-las-protecciones-electricas-](https://autarquiapersonal.com/2021/06/19/seleccion-de-las-protecciones-electricas-segun-el-rebt/)

[segun-el-rebt/](https://autarquiapersonal.com/2021/06/19/seleccion-de-las-protecciones-electricas-segun-el-rebt/)

Entradas, V. M. (2022, 20 mayo). *PORCENTAJES DE AUTARQUÍA y APROVECHAMIENTO*

ESPERABLES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RESIDENCIAL.

AUTOCONSUMO Y AUTARQUÍA.

[https://autarquiapersonal.com/2021/12/12/porcentajes-de-autarquia-y-aprovechamiento-](https://autarquiapersonal.com/2021/12/12/porcentajes-de-autarquia-y-aprovechamiento-esperables-de-una-instalacion-fotovoltaica-residencial/)

[esperables-de-una-instalacion-fotovoltaica-residencial/](https://autarquiapersonal.com/2021/12/12/porcentajes-de-autarquia-y-aprovechamiento-esperables-de-una-instalacion-fotovoltaica-residencial/)

Factor de emisión de la energía eléctrica: el mix eléctrico. (s. f.). Cambio climático.

[https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.ht](https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.html#:~:text=Mix%20el%C3%A8ctrico%20a%C3%B1o%202021%3A%20259%20gCO)

[ml#:~:text=Mix%20el%C3%A8ctrico%20a%C3%B1o%202021%3A%20259%20gCO](https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.html#:~:text=Mix%20el%C3%A8ctrico%20a%C3%B1o%202021%3A%20259%20gCO)

[2eq%2FkWh](https://canviclimatic.gencat.cat/es/actua/factors_demissio_associats_a_lenergia/index.html#:~:text=Mix%20el%C3%A8ctrico%20a%C3%B1o%202021%3A%20259%20gCO)

Fotovoltaica - Estos son los diez países con más potencia solar fotovoltaica instalada - Energías

Renovables, el periodismo de las energías limpias. (s. f.). *Fotovoltaica - estos son los diez*

países con más potencia solar fotovoltaica instalada - energías renovables, el periodismo

de las energías limpias. Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.

[https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/espana-regresa-al-top-10-de-las-](https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/espana-regresa-al-top-10-de-las-20220523)

[20220523](https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/espana-regresa-al-top-10-de-las-20220523)



Solar L. Las 4 ventajas de la energía solar flotante - Landatu Solar.

Landatu Solar. <https://landatusolar.com/4-ventajas-energia-solar-flotante/>. Published 29 de marzo de 2022.

Fotovoltaica - La primera planta fotovoltaica flotante de España conectada a red llevará la marca Acciona - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. (s. f.). *Fotovoltaica - La primera planta fotovoltaica flotante de España conectada a red llevará la marca Acciona - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.* Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias. <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-primera-planta-fotovoltaica-flotante-de-espana-20200303>

Fernández, S. (2022, 28 junio). De Asia a Europa: las plantas solares flotantes llegan a las aguas de la Península Ibérica. *elconfidencial.com*. https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2022-06-28/placas-solares-flotantesbra_3447327/#:~:text=Aunque%20la%20mayor%20parte%20de,aumenta%20dentro%20de%20nuestras%20fronteras.

Geesol. (2023, 22 marzo). *¿En cuánto tiempo se recupera la inversión de paneles solares?* |

Geesol. Instalaciones Fotovoltaicas. <https://www.geesol.com/en-cuanto-tiempo-se-recupera-la-inversion-de-paneles-solares/#:~:text=Retorno%20de%20la%20inversi%C3%B3n%20de%20las%20placas%20solares&text=Sin%20embargo%2C%20Sin%20embargo%2C%20en,solares%20se%20considera%20esencialmente%20gratuita.>

Historia - Comunidad de Regantes de Lorca. (2022, 17 mayo). Comunidad de Regantes de Lorca. <https://cr-lorca.com/historia>

Kennedy, R. (2022, 19 enero). *La fotovoltaica flotante podría alcanzar los 4,8 GW en todo el mundo en 2026.* pv magazine España. <https://www.pv-magazine.es/2022/01/19/la-fotovoltaica-flotante-podria-alcanzar-los-48-gw-en-todo-el-mundo-en-2026/>



Mateo, J. (2022). El efecto de la temperatura en los paneles fotovoltaicos.

POWEN.

<https://powen.es/temperatura/#:~:text=Las%20temperaturas%20altas%20de%20m%C3%A1s,los%2020%20y%2025%C2%BA%20C>.

REData-potencia instalada. (s.f.). Red Eléctrica.

<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

Roca, J. A. (2021). El mercado mundial de fotovoltaica flotante se doblará este año y crecerá a un ritmo del 32% anual hasta 2026. *El Periódico de la Energía*.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-mundial-de-fotovoltaica-flotante-se-doblará-este-año-y-crecerá-a-un-ritmo-del-32-anual-hasta-2026/>

Roca, R. (2022). Huelva cuenta con una nueva planta solar flotante para sus regantes. *El Periódico de la Energía*. <https://elperiodicodelaenergia.com/huelva-cuenta-con-una-nueva-planta-solar-flotante-para-sus-regantes/>

Ruiz, A. (2023). La planta fotovoltaica flotante más grandes de Asia. *esenergia*.

<https://esenergia.es/energia-fotovoltaica-flotante-mas-grande/>

Solar fotovoltaica: países con mayor potencia instalada en 2022 | Statista. (2023a, julio 14).

Statista. <https://es.statista.com/estadisticas/641225/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-paises/>

Solar, L. (2022c, marzo 29). *Las 4 ventajas de la energía solar flotante* - Landatu Solar. Landatu

Solar. <https://landatusolar.com/4-ventajas-energia-solar-flotante/>

World Energy Trade. (2022). La mayor planta fotovoltaica flotante del mundo entra en funcionamiento en China Please enable JavaScript to V. *www.worldenergytrade.com*.

<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/la-mayor-planta-fotovoltaica-flotante-del-mundo-entra-en-funcionamiento-en-china>

Días, C., Días, C., & Días, C. (2022, 2 noviembre). La fotovoltaica flotante emerge en España. *Cinco Días*.

https://cincodias.elpais.com/cincodias/2022/11/02/companias/1667386717_912950.html



DOCUMENTO 2: PRESUPUESTO

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

MV_MODU	<p>ud Suministro e instalación de Módulo fotovoltaico ATERSA 550 Wp PERC</p> <p>Suministro e instalación de Panel solar fotovoltaico ATERSA de 550 Wp monofacial de gran potencia que cuenta con tecnología Monocristalina PERC de 144 células y se adapta fácilmente a cualquier clima. Tiene una alta conversión de eficiencia llegando hasta el 21,3%. Las celdas de PERC de bajo LID y de alta calidad reducen la degradación inducida por la luz (LID) para un mejor rendimiento de por vida que el Mono PERC estándar. Marco de 35 mm, carga estática máxima frontal / posterior: 3600Pa / 1600pa. La placa trasera y la caja de conexiones admiten el sistema de 1500 V. Eficiencia celular > 22%, anti-LID, anti-PID, degradación del primer año =2%.</p>						3.600,00	105,09	378.324,00	
MV_INVER	<p>ud Suministro e instalación de Inversor fotovoltaico SUNGROW 350 kWn, 800 V</p> <p>Suministro e instalación de inversor fotovoltaico SUNGROW 350 HX de conexión a red de corriente trifásica de 800V, con unas dimensiones de 1136 x 870 x 361 mm y un peso de 116 kg, con una eficiencia del 98,8%, potencia nominal máxima de 350.000W, así como una máxima intensidad de salida de 254 A. Incorporara 12,14 o 16 MPPT para trabajar a un rango de tensión entre 500V y 1500V y por contar con 24,28 o 32 entradas totales. Características generales:</p> <p>Eficiencia</p> <p>Máxima eficiencia 99.02%</p> <p>Eficiencia europea ponderada 98.8%</p> <p>Entrada</p> <p>Tensión máxima de entrada 1 ,500 V</p> <p>Corriente de entrada máxima por MPPT 40 A</p> <p>Corriente de cortocircuito máxima 60 A</p> <p>Tensión de arranque 550 V</p> <p>Tensión de funcionamiento MPPT 500 V _ 1,500 V</p> <p>Tensión nominal de entrada 1080V</p> <p>Cantidad de MPPTs 12,14 o 16</p> <p>Cantidad máxima de entradas por MPPT 24,28 8 32</p> <p>Salida</p> <p>Potencia activa 350.000 W</p> <p>Max. Potencia activa de CA (cosf = 1) 350,000 W</p> <p>Tensión nominal de salida 800 V</p> <p>Frecuencia nominal de red de CA 50 Hz / 60 Hz</p> <p>Max. intensidad de salida 254 A</p> <p>Factor de potencia ajustable 0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo</p> <p>Distorsión armónica total máxima <3%</p> <p>Protecciones</p> <p>Dispositivo de desconexión del lado de entrada Sí</p> <p>Protecciónanti-isla Sí</p> <p>Protección contra sobretensión de CA Sí</p> <p>Protección contra polaridad inversa CC Sí</p> <p>Monitorización a nivel de string Sí</p> <p>Descargadorde sobretensionesde CC Type II</p> <p>Descargadorde sobretensionesde CA Type II</p> <p>Detección de resistencia de aislamiento CC Sí</p> <p>Totalmente instalados, conectado, incluso parte proporcional de pequeño material necesario,y funcionando.</p>						5,00	8.276,33	41.381,65	
TOTAL CAPÍTULO 1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....										419.705,65

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE ESTRUCTURA FLOTANTE

MV_FLOTPR	ud	Suministro e instalación de unidad flotante ISIFLOATING 5.0 (Flotador principal y secundario)							
		Suministro e instalación de Conjunto FV flotante para módulo fotovoltaico de 550 wp (módulos de dimensiones, largo 2150 a 2320 mm y ancho 1066 a 1144 mm), de dimensiones 2.484x1.300 mm, compuesto por DOS flotadores encajables modelo UF-5.0 o similar, con 5° de inclinación, de dimensiones 1300x1001 mm y 252 kg de flotabilidad bruta, incluso uniones y tornillería de flotadores, grapas y tornillería para fijación de módulo, fabricado en HDPE aditivado contra rayo UV y antioxidante, totalmente colocado según instrucciones del fabricante y según disposición en plano y conexionado con el resto de flotadores, panel solar, cabos, etc.							
							3.600,00	140,50	505.800,00
MV_FVCUE	m	Cabo poliamida carga 26,77 KN - D12							
		Cerco perimetral para sistema modular de cubiertas flotantes fotovoltaicas y amarres de las mismas formados por cabos de poliamida 100 % trenzada con alma, de 26,77 KN de carga de rotura y 12 mm de diámetro, todo para que las instalacion solar quede perfectamente unida a los flotadores modulares y pasantes cumpliendo las prescripciones del proyecto y de la D.F., incluso con p.p. de medios auxiliares y pequeño material y asesoramiento de tecnico especialista en el replanteo, asesoramiento en el montaje y verificacion del mismo.							
MV_FVAMA	ud	Conjunto de amarre y tense con cadena							
		Conjunto de amarre y tense compuesto por mosquetón de aluminio con carga de rotura 26,77 KN y dispositivo SLYDE para regulación y tense. Totalmente instalado y con cierta holgura para poder sopor- tar os posibles desniveles del agua.							
							5.200,00	1,00	5.200,00
MV_PASAR	ud	Suministros de las pasarelas de acceso y mantenimiento							
		Suministro e instalación de los flotadores que forman las pasarelas de acceso y mantenimiento. Totalmente instalado.							
							40,00	133,54	5.341,60
PORTES	ud	Portes de los materiales							
							10,00	750,00	7.500,00
							5.445,00	1,00	5.445,00
TOTAL CAPÍTULO 2 SISTEMA DE ESTRUCTURA FLOTANTE									529.286,60

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 3 OBRA CIVIL

EDIFICIO 1	ud Edificio prefabricado 10x3								
	<p>Suministro del edificio prefabricado de hormigón que albergará la instalación de los 5 inversores SUNGROW 350 HX. Compuesto de Hormigón HA-30, color gris (Natural hormigón). Contiene:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Placas laterales, espesor 10cm - Placas para suelo técnico, espesor 12cm, con huecos realizados para la entrada de cableado. - 1 puerta peatonal para acceso con rejilla de ventilación incorporada. - 4 rejillas metálicas de ventilación distribuidas a lo largo del edificio prefabricado con malla antipajaros. - Transporte y montaje en obra incluido, así como el sellaje de juntas. 								
							1,00	30.303,00	30.303,00
EQUIPAMIENTO_E1	ud Equipamiento edificio hormigón								
	<p>Equipamiento de la parte interior del edificio prefabricado de hormigón. Se contabiliza:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Iluminación del espacio interior con luces LED de bajo consumo con tal de iluminar el espacio de trabajo. - Ventilación forzada con rejillas de ventilación y también incorporación de un ventilador que permite un mayor flujo de aire frío hacia el interior del edificio. 								
							1,00	2.050,00	2.050,00
FOSO_E1	ud Foso del edificio prefabricado								
	<p>Construcción del foso que existe en la parte inferior del edificio prefabricado, para la facilitación de entrada de bandejas y cableado. Su objetivo es pasar todas las canalizaciones con tal de completar la conexión de los equipos existentes en el interior del prefabricado. Se incluye:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Excavación necesarias para la realización del foso. - Hormigón necesario para su construcción. - Arquetas y zanjas necesarias para completar la instalación. 								
							1,00	3.295,72	3.295,72
TOTAL CAPÍTULO 3 OBRA CIVIL									35.648,72

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 4 CANALIZACIONES									
PERF150X60GC	ML BANDEJA PERFORADA 150X60 GALVANIZADA EN CALIENTE CON TAPA								
	Bandeja metálica perforada ERE con tapa incluida, de dimensiones 60x150mm, para canalización eléctrica del lado de corriente continua, suministrada en tramos de 3m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, incluso soporte para anclaje en techo, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							2.727,00	24,33	66.347,91
PERF100X100GC	ML BANDEJA PERFORADA 100X100 GALVANIZADA EN CALIENTE CON TAPA								
	Bandeja metálica perforada ERE con tapa incluida, de dimensiones 100x100mm, para canalización eléctrica del lado de corriente alterna, suministrada en tramos de 3m de longitud y con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, incluso soporte para anclaje en techo, totalmente montada, sin incluir cableado, según el Reglamento electrotécnico de Baja Tensión 2002.								
							421,00	28,21	11.876,41
TOTAL CAPÍTULO 4 CANALIZACIONES.....									78.224,32

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 5 CABLEADO

SOL10	<p>ML Conductor de cobre H1Z2Z2-K 10 mm2</p> <p>Suministro y tendido de línea de distribución en corriente continua formada por 2 conductores de cobre tipo H1Z2Z2-K (1 positivo + 1 negativo) de 1,5/1,5kV de tensión nominal, constituidos por conductores de cobre flexible de 6mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, instalado sobre bandeja, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales, totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electro técnico de Baja Tensión 2002.</p>								
							30.431,00	1,95	59.340,45
L. INVERSOR	<p>ML Línea eléctrica 4x(1x240mm2) + TT 1x120 mm2</p> <p>Suministro y tendido de línea trifásica con neutro formada por 5 cables RZ1-K (AS) unipolares (4 fases+neutro+tierra) no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida de 0,6/1kV de tensión nominal, constituidos por conductores de cobre flexible de 240 mm² de sección para la fase y el neutro y 120 mm² para el cable de tierra, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina, instalada sobre bandeja, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.</p>								
							520,00	112,26	58.375,20
L.CONJUNTA	<p>ML Línea eléctrica 5x(3x240mm2) + 2x240mm2 N + TT 1x120 mm2</p> <p>Suministro y tendido de línea trifásica con neutro formada por 18 cables RZ1-K (AS) unipolares (5x3 fases+2xneutro+tierra) no propagadores del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida de 0,6/1kV de tensión nominal, constituidos por conductores de cobre flexible de 240 mm² de sección para la fase y el neutro y 120 mm² para el cable de tierra, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina, instalada sobre bandeja, incluso parte proporcional de pequeño material y piezas especiales. Totalmente instalado, conectado y en correcto estado de funcionamiento, según Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.</p>								
							20,00	432,45	8.649,00
MC4DC	<p>UD Conector MC4 10mm2 Línea CC Strings e Inversor</p> <p>Suministro e instalación de par de conectores MC4 (macho y hembra) de 10 mm² para tensión nominal de 1.500V, grado de protección IP67, especialmente diseñado para la conexión de paneles solares fotovoltaicos, misma marca y modelo que el disponible en los paneles suministrados (Atersa). Completamente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento</p>								
							576,00	3,39	1.952,64
TER240CU	<p>UD Terminal cobre 240mm2 Cable Alterna</p> <p>Suministro e instalación de conector redondo para conductor de cobre hasta 240mm², para conexión del inversor con el conductor de alimentación.</p> <p>Grado de protección IP67 y tensión de funcionamiento nominal 800V. Completamente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.</p>								

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
TER120CU	<p>UD Terminal de cobre 120mm² Cable Alterna</p> <p>Suministro e instalación de conector redondo para conductor de cobre de hasta 120mm², para conexión del inversor con el conductor de alimentación.</p> <p>Grado de protección IP67 y tensión de funcionamiento nominal 800V. Completamente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.</p>						20,00	10,81	216,20
							6,00	7,38	44,28
TOTAL CAPÍTULO 5 CABLEADO									128.577,77

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 6 CUADRO ELÉCTRICO

MV_CUAD	ud	Suministro e instalación de Cuadro general protección planta fotovoltaica IMASD							
		Cuadro eléctrico de protecciones instalado en el edificio prefabricado de hormigón junto con los inversores, todo material Schneider. Contiene para cada línea de inversor:							
		- Interruptor automático magnetotérmico de 320 A con PdC de 36 kA.							
		- Interruptor diferencial de 320 A y sensibilidad de 300mA.							
		Línea general conjunta:							
		- Interruptor automático magnetotérmico de 1600 A con PdC de 36 kA.							

							1,00	25.359,60	25.359,60
TOTAL CAPÍTULO 6 CUADRO ELÉCTRICO									25.359,60

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
CAPÍTULO 7 ANTIVERTIDO Y MONITORIZACIÓN									
MV_ANA2	ud Suministro e instalación de Analizador de redes eléctricas								
	Suministro e instalación de analizador de redes para la monitorización de la instalación de generación fotovoltaica para medida indirecta, incluso toroidales para la realización de medidas. Esta destinado a realizar mediciones de la potencia efectiva de una instalación, el factor de potencia, el consumo energético, la tensión y corriente alterna y continua, la frecuencia, etc..								
							1,00	1.837,00	1.837,00
MV_DL	ud Suministro e instalación de Datalogger para monitorización y antivertido								
	Suministro e instalación de registradora de datos para la monitorización y gestión de inversores Sungrow de elevada potencia. Este sistema también permitirá la conexión en paralelo de los inversores para una monitorización conjunta de los mismos, así como disponer de un sistema anti PID y análisis inteligente de curvas IV -Smart I-V Diagnos. Es el aparato encargado de transmitir la información medida por el PRIMSA 310 al software ISolarCloud empleado por Sungrow. Desde aquí, se puede observar el funcionamiento, la eficiencia y las mediciones de la instalación.								
							1,00	1.542,61	1.542,61
MV_MEDIR	ud Suministros e instalación del kit PRISMA 310 A								
	Suministros e instalación del equipo KIT PRIMSA 310 A para medición del consumo, de la producción de la instalación y de la eficiencia de la instalación. Este aparato lleva incorporado un vatímetro que está encargado de medir el consumo y demanda de la instalación, además se puede programar para hacer una inyección cero y de esta forma incluir un sistema antivertido. Finalmente, este dispositivo se encarga de mandar la información medida al DataLogger a través de un cable Ethernet.								
							1,00	619,73	619,73
MV_BUSC	m Suministro e instalación de cable eléctrico para transmisión de datos								
	Suministro e instalación de cable eléctrico para transmisión de datos, señales analógicas y digitales en plantas industriales e instrumentos de medida y control en zonas con ruidos eléctricos. Es el cableado existente entre el medidor PRSMA 310 y el DataLogger para comunicarse y poder mandar la información medida.								
							50,00	1,50	75,00
TOTAL CAPÍTULO 7 ANTIVERTIDO Y MONITORIZACIÓN									4.074,34

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 8 LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO

MV_LEG

PA Legalización de las instalaciones eléctricas

Partida alzada a justificar para la legalización de las instalaciones eléctricas según los requerimientos de los órganos competentes involucrados, incluyendo compañía distribuidora si procede.

Trámites municipales, así como licencia de obra. Tramitación de certificado de estabilidad estructural, en caso de ser requerido. Certificado de la instalación eléctrica emitido por instalador electricista autorizado.

Esquemas y planos final de obra. Pago de tasas incluido. Gestión y tasas OCA (aportación de certificado de inspección inicial con calificación favorable).

1,00	17.000,00	17.000,00
------	-----------	-----------

TOTAL CAPÍTULO 8 LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO..... 17.000,00

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 9 SEGURIDAD Y SALUD

MV_VIGFV	ud Sistema de vigilancia planta fotovoltaica								
	Sistema de vigilancia perimetral formado por 2 cámaras IP de 4 Mpx de óptica de 2.8-12mm con reglas de VCA embebidas. Las cámaras dispondrán de tecnología PoE por lo que, mediante cable de comunicaciones, puede ser alimentada y establecer comunicaciones. Incluido báculos para instalación de cámaras, y la cimentación de los mismos. Centralización de las cámaras en dos armarios estancos de exterior que disponen de 1 switch PoE cada uno, conectado con un armario de la entrada y con un switch donde se transmitirá al centro de control o CPD. Instalación de dos columnas con tres barreras infrarrojas cada una en las entradas de acceso que permitirá que la alarma salte en caso de ser atravesado cuando el sistema se encuentre armado. Todas las barreras dispondrán de un tamper anti-escalada, un termostato y tres resistencias calefactoras. Instalación en el CPD de un armario rack donde se ubiquen el grabador de 8 canales con disco duro de 4Tb, también instalado una central de intrusión a la cual mediante un expansor de entradas reciba las señales de alarma de las barreras y de las cámaras del perímetro.								
							1,00	7.105,31	7.105,31
MV_VALLADO	ml Vallado perimetral del embalse para planta FV								
	Vallado perimetral con una valla metálica de acerp triple galvanizado de 2m de alto, de simple torsión, colocando postes cada 3m de separación. Poste y tornapuntas cimentadas en zapatas cilíndricas de 30 cm de diametro y 40 cm de profundidades sobre terreno y sujetos con Hormigon HM-20. Totalmente montada y colocada.								
							760,00	18,50	14.060,00
MV_PUERTA	ud Puerta de acceso para mantenimiento con maquinaria								
	Suministro e instalación de puertas abatibles de dimensiones 6x2 metros más prolongación para tres alambres de espino. Constituida por dos hojas abatibles de 3x2 metros. Incluye cerradura con llave y manivela, pasador de suelo y bisgras regulables. Hormigón y demas medios auxiliares totalmente incluidos. Totalmente montada y colocada.								
							1,00	2.231,57	2.231,57
L01013	mes Alquiler caseta prefabricada para comedor en obra, de 7,87x2,33x								
	Alquiler caseta prefabricada para comedor en obra, de 7,87x2,33x2,30 (18,40) m ² ; instalación de electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; ventana; Según R.D. 1627/1997.								
Spc0010		6					6,00		
Spc0010							6,00		1.040,34
							6,00	173,39	1.040,34
L01206	mes Alquiler caseta prefabricada aseos en obra, de 2,50x2,40x2,30 m								
	Alquiler de caseta prefabricada para aseos en obra, de 2,50x2,40x2,30 m (6,00 m ²).; aislada interiormente; instalaciones de fontanería, saneamiento y electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; termo eléctrico de 50 litros de capacidad; ventana y puerta de entrada; inodoro, y lavabo; puerta en inodoro y cortina en ducha. Según R.D. 1627/1997.								
Spc0010		6					6,00		
Spc0010							6,00		781,68

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
L01210	mes Alquiler caseta prefabricada vestuarios en obra, de 7,87x2,33x2, Alquiler de caseta prefabricada para vestuarios en obra, 7,87x2,33x2,30 (18,40) m ² ; instalación de electricidad y fuerza con toma exterior a 230 V; tubos fluorescentes y punto de luz exterior; ventana. Según R.D. 1627/1997.						6,00	130,28	781,68
Spc0010		6				6,00			
Spc0010							6,00		1.057,32
								176,22	1.057,32
L01218	mes Alquiler calentador agua 100 l, instalado Calentador eléctrico de agua 100 l instalado. (1 unidad por cada 25 operarios).								
Spc0010		6				6,00			
Spc0010							6,00		68,22
								11,37	68,22
L01024	ud Recipiente recogida basura Recipiente recogida basura.								
Spc0010		2				2,00			
Spc0010							2,00		66,00
								33,00	66,00
L01022	ud Mesa madera capacidad 10 personas Mesa madera capacidad 10 personas.								
Spc0010		2				2,00			
Spc0010							2,00		207,74
								103,87	207,74
L01023	ud Banco de madera capacidad 5 personas Banco de madera capacidad 5 personas.								
Spc0010		4				4,00			
Spc0010							4,00		169,12
								42,28	169,12
L01021	ud Taquilla metálica individual (1 ud x nº operarios punta x 1,20) Taquilla metálica, para uso individual con llave, (1 unidad x nº ope- rarios punta x 1,20) colocada.								
Spc0010		1	11,00	1,20		13,20			
Spc0010	redondeo						0,80	14,00	1.002,54
Spc0010	redondeo	0,8							
								71,61	1.002,54
L01227	mes Alquiler de horno microondas Horno microondas de 18 l y 800 W.								
Spc0010		6				6,00			
Spc0010							6,00		226,44
								37,74	226,44
L01026	h Limpieza y conservación instalaciones bienestar Mano de obra empleada en limpieza y conservación de instalacio- nes de personal (se considera un peón, toda la jornada durante el transcurso de la obra).								
Spc0010		60				60,00			
Spc0010							60,00		1.254,60
								20,91	1.254,60
L01049	m Cinta balizamiento, colocada Cinta de balizamiento, incluidos soportes de 2,5 m, colocada								
Spc0010		1.000				1.000,00			
Spc0010							1.000,00		1.100,00
								1,10	1.100,00
L01052	ud Baliza luminosa intermitente, colocada Baliza luminosa intermitente para señalización, de color ámbar, con lámpara Led.								
Spc0010		10				10,00			
Spc0010							10,00		535,30
								53,53	535,30
L01048.	ud Cartel indicativo de señalización de residuos Cartel indicativo de señalización de residuos								
Spc0010		4				4,00			
Spc0010							4,00		18,88

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
L01047	ud Cartel indicativo riesgo sin soporte, colocado Cartel indicativo riesgo sin soporte, colocada.						4,00	4,72	18,88
Spc0010 Spc0010		4				4,00	4,00		13,24
							4,00	3,31	13,24
L01046	ud Señal normalizada tráfico con soporte, colocada Señal normalizada de tráfico con soporte, colocada.						4,00		
Spc0010 Spc0010		4				4,00	4,00		39,68
							4,00	9,92	39,68
L01236	ud Barrera de seguridad, colocada Barrera de seguridad portátil tipo New Jersey de polietileno de alta densidad, de 1,20x0,60x0,40 m, con capacidad de lastrado de 150 l						40,00		
Spc0010 Spc0010		40				40,00	40,00		640,80
							40,00	16,02	640,80
L01050	ud Cono balizamiento de plástico, colocado Cono de balizamiento de plástico de 75 cm, reflectante s/Norma 83 IC. MOPU, colocado						20,00		
Spc0010 Spc0010		20				20,00	20,00		292,60
							20,00	14,63	292,60
L01240	ud Extintor de nieve carbónica CO2 2 kg, colocado Extintor portátil de nieve carbónica CO2, de eficacia 34B, con 2 kg de agente extintor, con vaso difusor, según UNE 23110.						2,00		
Spc0010 Spc0010		2				2,00	2,00		185,00
							2,00	92,50	185,00
L01054	ud Extintor polvo ABC 6 kg, colocado Extintor de polvo químico ABC polivalente antibrasa de eficacia 34A/233B de 6 kg. de agente extintor, con soporte, manómetro comprobable y boquilla con difusor, según Norma UNE 23110, colocado.						2,00		
Spc0010 Spc0010		2				2,00	2,00		114,20
							2,00	57,10	114,20
L01058	ud Extintor portátil agua presión incorporada dos usos, colocado Extintor portátil hídrico (agua pulverizada + aditivos), de eficacia 13A-233B, con 9 litros de agente extintor, con manómetro y manguera con boquilla difusora, según UNE 23110.						2,00		
Spc0010 Spc0010		2				2,00	2,00		184,24
							2,00	92,12	184,24
L01232	ud Línea de anclaje horizontal temporal, de cinta de poliéster, fija Línea de anclaje horizontal temporal de cinta, de 15 m de longitud, para asegurar a un operario, con sistema de anclaje de carga de 25 kN; con mecanismo de bloqueo antirretorno.						5,00		
Spc0010 Spc0010		5				5,00	5,00		449,20
							5,00	89,84	449,20
L01230	m Pasarela acero, de 1,50 m longitud. Montaje y desmontaje Pasarela de acero, de 1,50 m de longitud para anchura máxima de zanja de 0,9 m, anchura útil de 0,87 m, barandillas laterales de 1 m de altura, amortizable en 20 usos, para protección de paso peatonal.						10,00		
Spc0010 Spc0010		10				10,00	10,00		139,40
							10,00	13,94	139,40
L01234	m² Plataforma para protección de paso de vehículos. Montaje y desmontaje Plataforma de chapa de acero, para protección de paso sobre zanjas abiertas.						20,00		
Spc0010 Spc0010		20				20,00	20,00		139,20

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
L01037	ud Topes para camión en excavaciones Tope para protección de la caída de camiones durante los trabajos de descarga en bordes de excavación, de 1 m de longitud, hincados en el terreno cada 2,0 m.						20,00	6,96	139,20
Spc0010 Spc0010		8				8,00	8,00		157,12
L01031	m Barandilla protección huecos. Montaje y desmontaje Barandilla de protección de huecos con soporte tipo sargento, que incluye pasamanos, barra intermedia, rodapié, colocación y desmontaje.						8,00	19,64	157,12
Spc0010 Spc0010		20				20,00	20,00		150,00
							20,00	7,50	150,00
TOTAL CAPÍTULO 9 SEGURIDAD Y SALUD.....									33.429,74

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
--------	---------	-----	----------	---------	--------	-----------	----------	--------	---------

CAPÍTULO 10 PUESTA EN MARCHA

MV_PM	ud	Maniobras para la puesta en marcha de la planta fotovoltaica Maniobras necesarias para la puesta en marcha y desconexión de la planta fotovoltaica para poder realizar la maniobra de forma segura para los trabajadores y alargar la vida de los equipos mediante una buena operativa. Encendido de todos los sistemas durante varios días para comprobar el correcto funcionamiento de la instalación. Se debe valorar un equipo de operarios que sepan del funcionamiento de los equipos y de su respectiva puesta en marcha. Por otro lado, esta partida también contiene las pruebas informáticas de los sistemas de monitorización, a través de la plataforma iSolarCloud de Sungrow, medidos con el equipo Prisma 310 A y el DataLogger en los cuadros eléctricos.							
-------	----	---	--	--	--	--	--	--	--

	1,00	1.840,00	1.840,00
TOTAL CAPÍTULO 10 PUESTA EN MARCHA			1.840,00
TOTAL			1.273.146,74

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE
1	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	419.705,65
2	SISTEMA DE ESTRUCTURA FLOTANTE.....	529.286,60
3	OBRA CIVIL	35.648,72
4	CANALIZACIONES	78.224,32
5	CABLEADO	128.577,77
6	CUADRO ELÉCTRICO	25.359,60
7	ANTIVERTIDO Y MONITORIZACIÓN.....	4.074,34
8	LEGALIZACIÓN DEL PROYECTO.....	17.000,00
9	SEGURIDAD Y SALUD.....	33.429,74
10	PUESTA EN MARCHA.....	1.840,00
	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	1.273.146,74
	21% IVA	267.360,82
	PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN	1.540.507,56

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de UN MILLÓN QUINIENTOS CUARENTA MIL QUINIENTOS SIETE EUROS con CINCUENTA Y SEIS CÉNTIMOS

, a 4 de septiembre de 2023.

DOCUMENTO 3: PLANOS



ÍNDICE DE LOS PLANOS

PLANO 1 – PLANO DE UBICACIÓN

PLANO 2 - PLANO DE LA INSTALACIÓN (HELIOSCOPE)

PLANO 3 – PLANO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

PLANO 4 – ESQUEMA UNIFILAR DE CORRIENTE CONTINUA

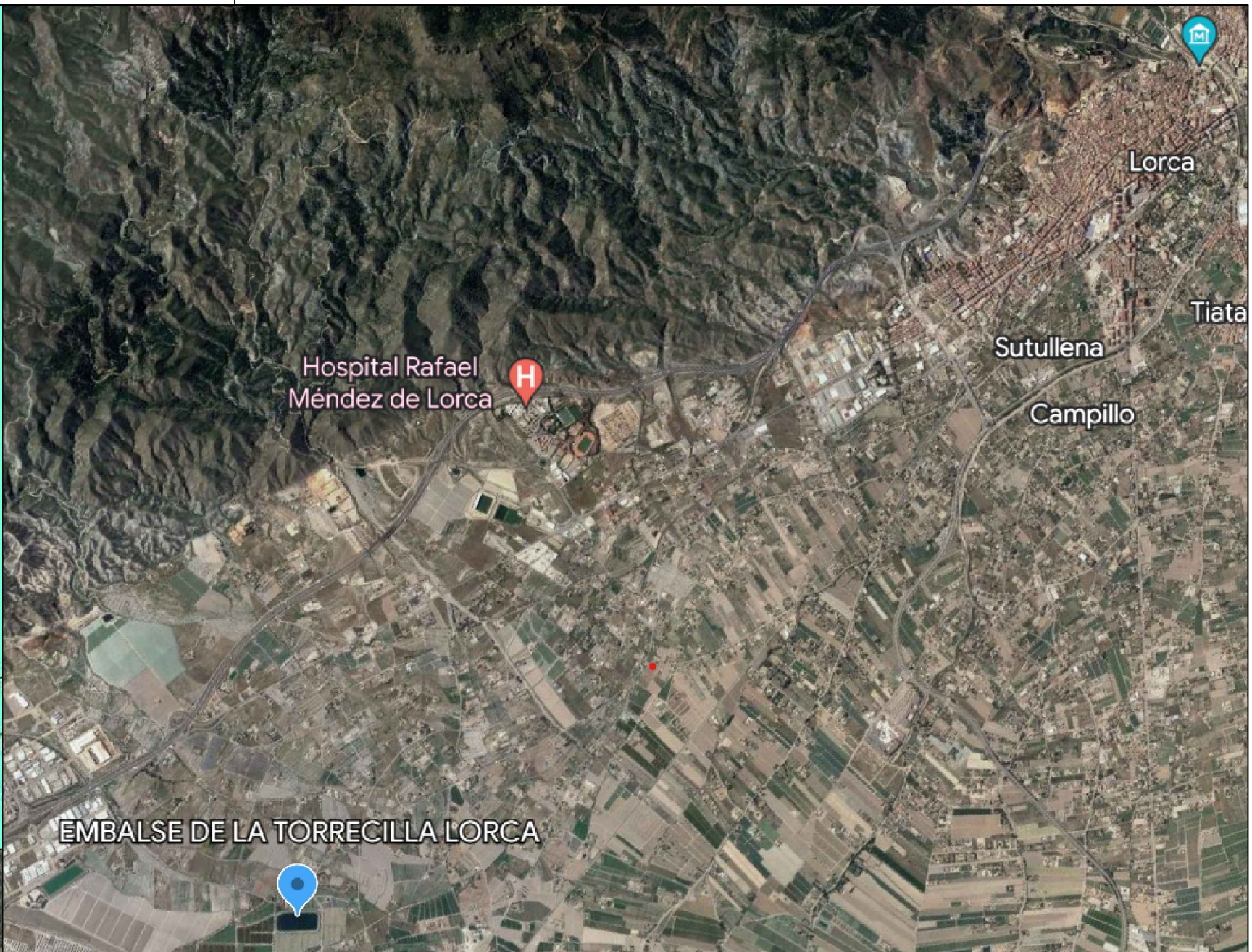
PLANO 5 – ESQUEMA UNIFILAR DE CORRIENTE ALTERNA

PLANO 6 - PLANO DEL ANCLAJE DEL SISTEMA FLOTANTE AL EXTERIOR



PLANO 7 – PLANO DETALLADO DEL CONEXIONADO ENTRE MÓDULOS

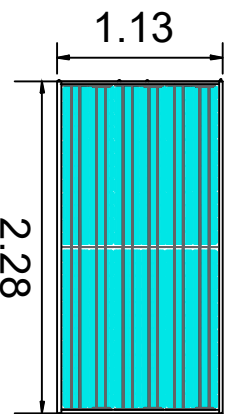
PLANO 8 – PLANO DE LAS UNIDADES FLOTANTES Y PASARELAS

PLANO 9 – PLANO FRONTAL DEL CUADRO GENERAL DE PROTECCIÓN

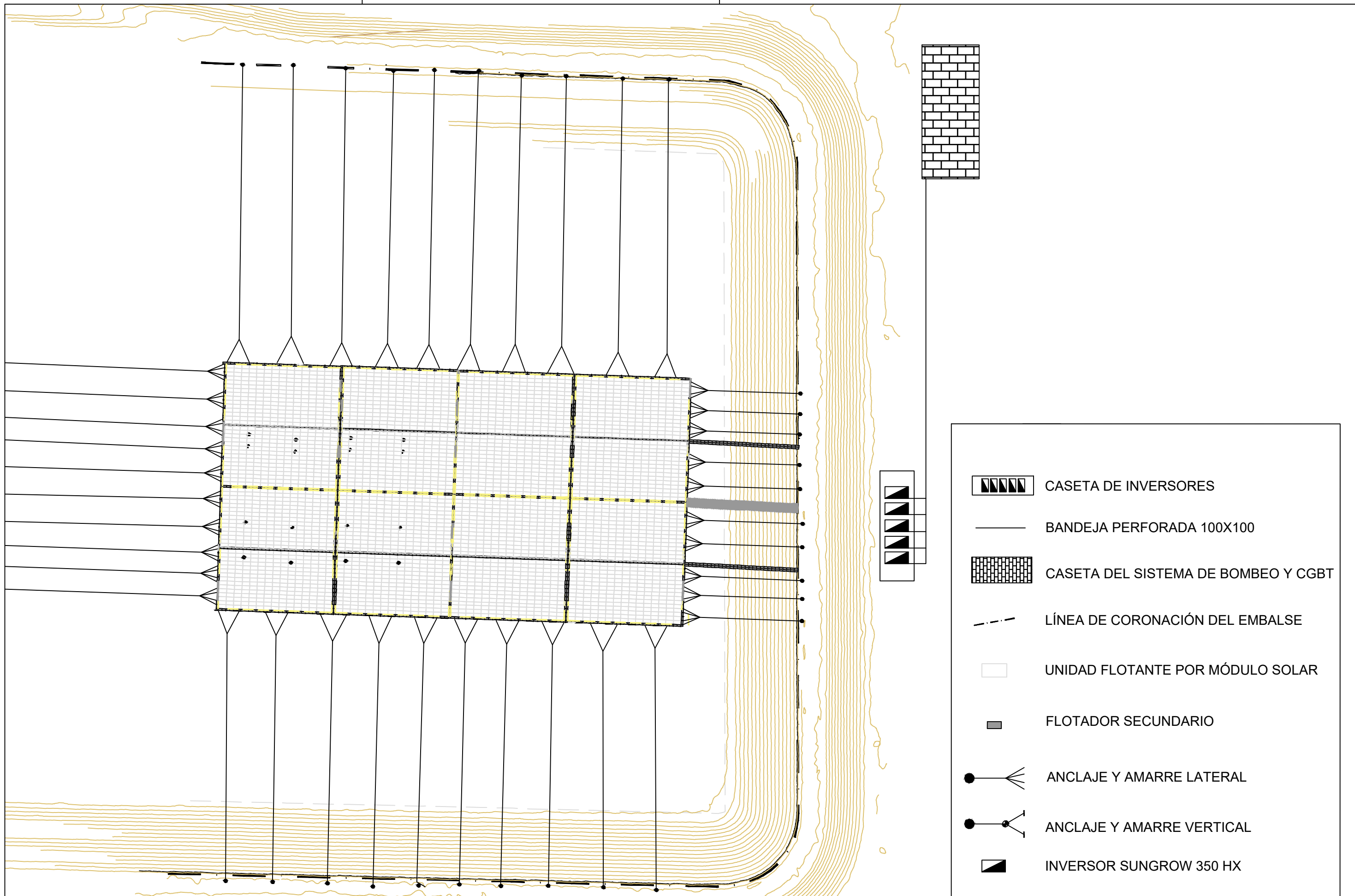


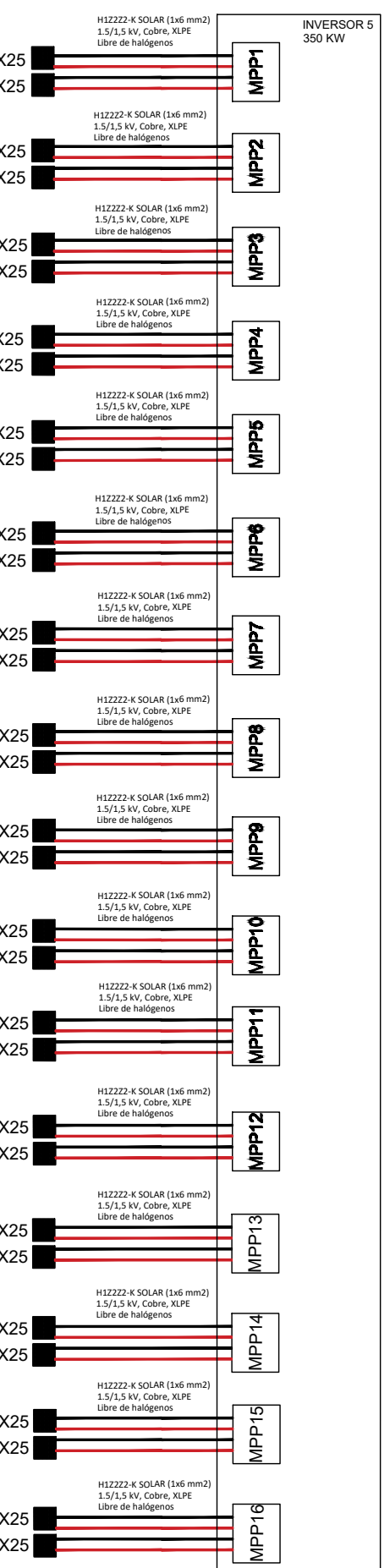
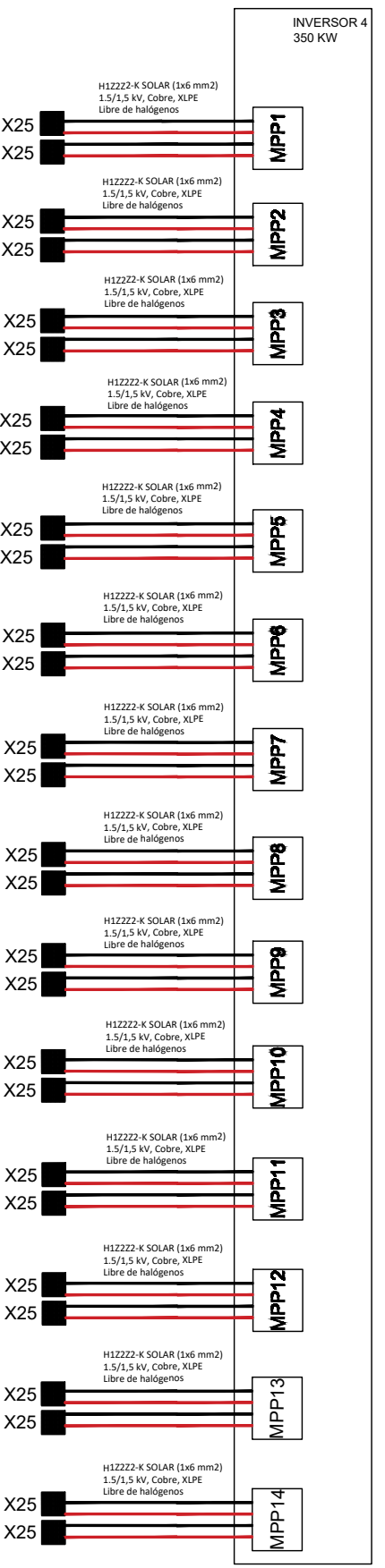
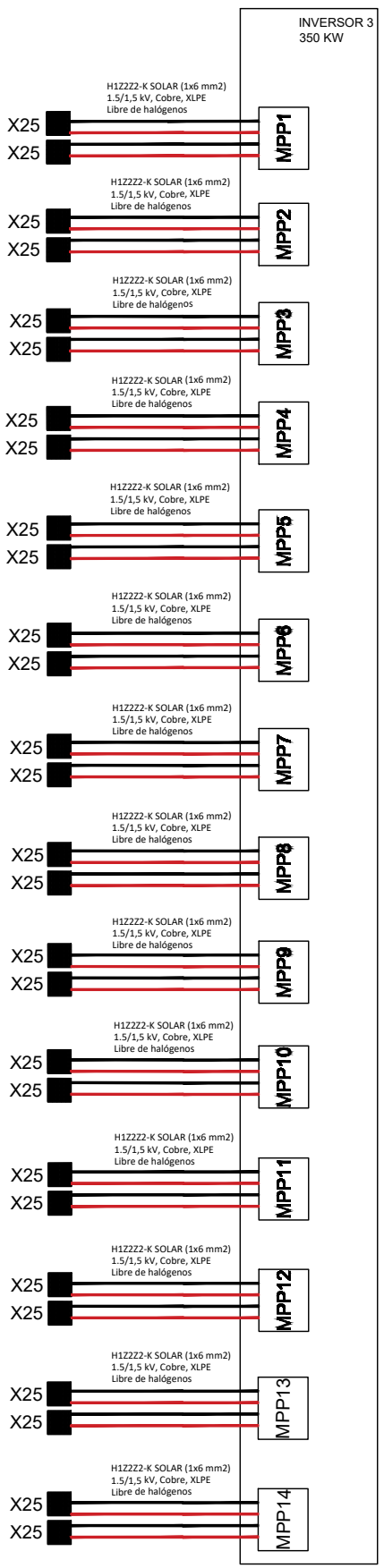
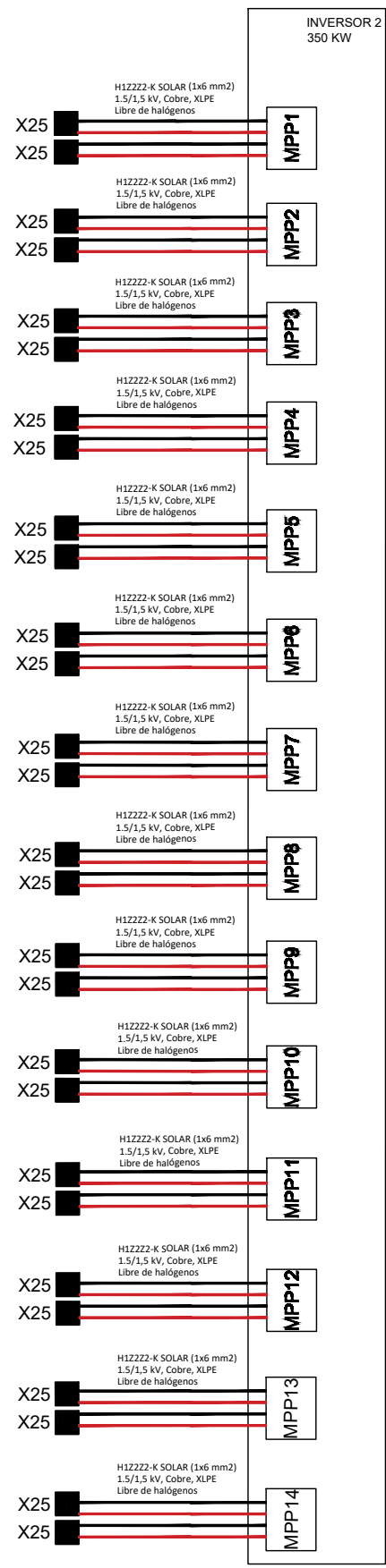
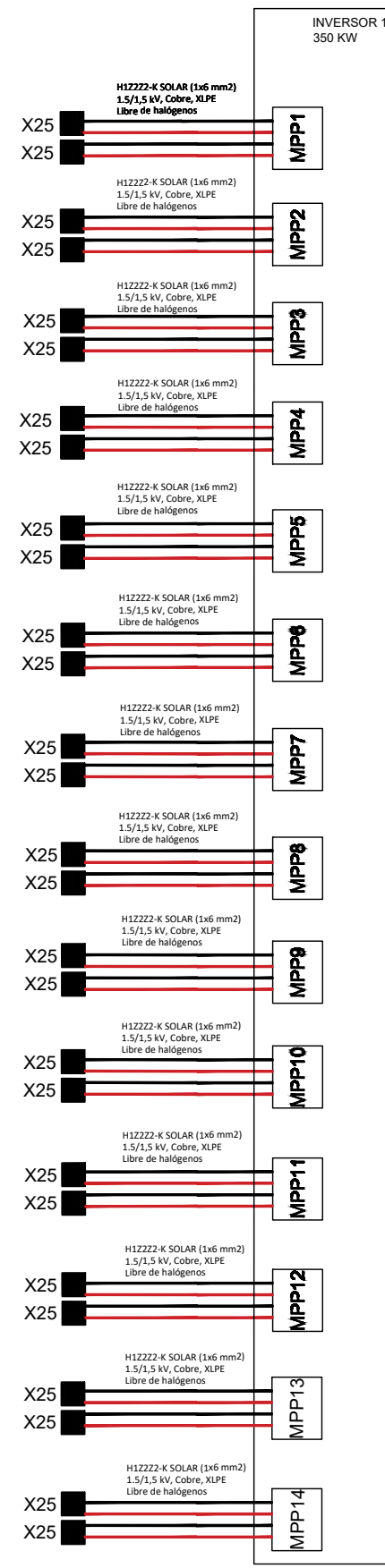
MUNICIPIO: LORCA
 COMUNIDAD AUTÓNOMA: REGIÓN DE MURCIA
 COORDENADAS GEOGRÁFICAS: 37.6110 N, -1.7359 W

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES  UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL VALENCIA 	Proyecto: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 2 MW SOBRE UN EMBALSE DE RIEGO DE LA COMUNIDAD DE REGANTES DE LORCA	Plano: PLANO DE UBICACIÓN	Fecha: SEPTIEMBRE 2023	Nº Plano: 1
		Autor: ANDRÉS MATEO LÓPEZ	Escala: -		



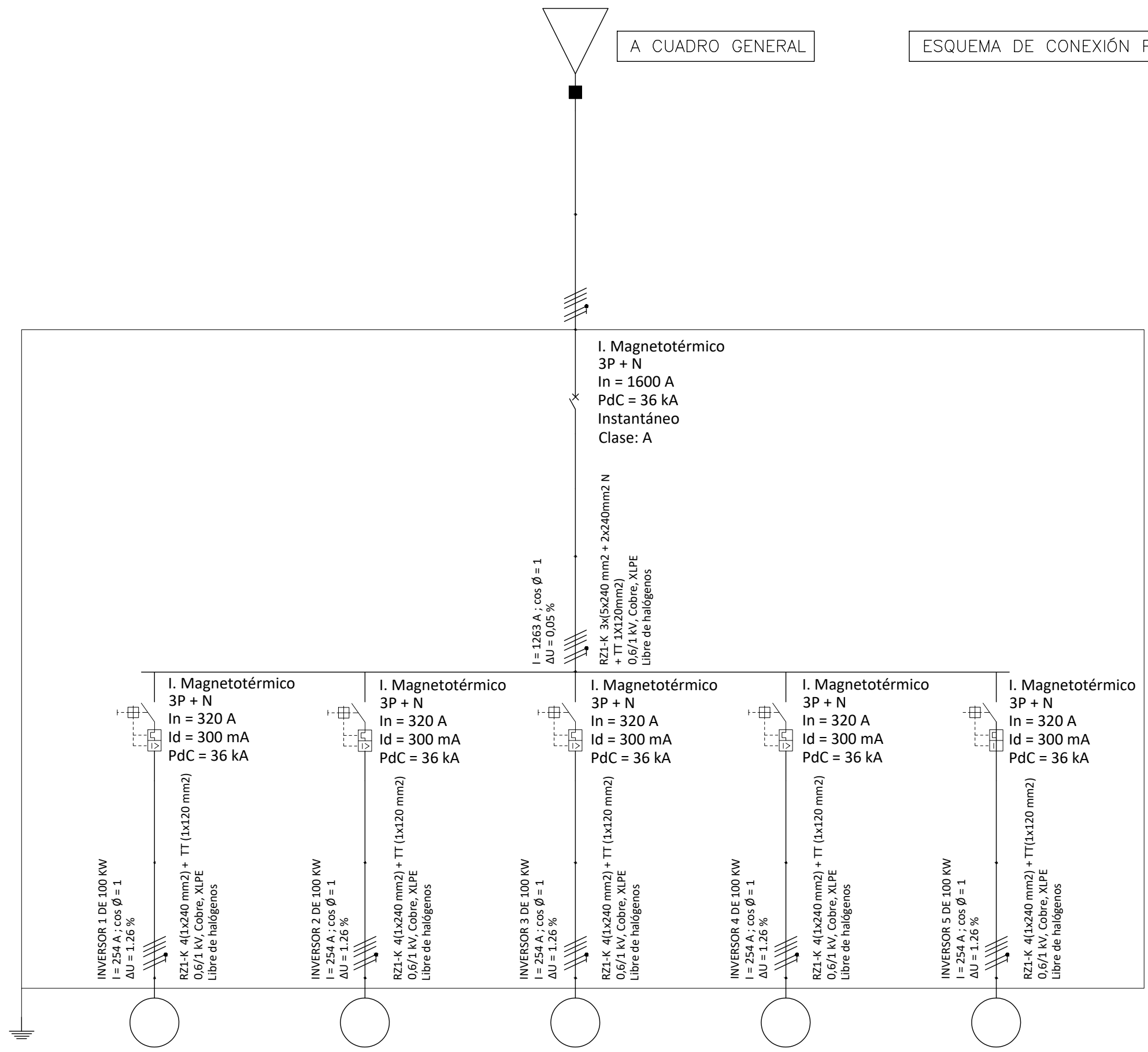
■ MÓDULO SOLAR ATERSA 550 Wp
 ▲ INVERSOR SUNGROW 350 HX





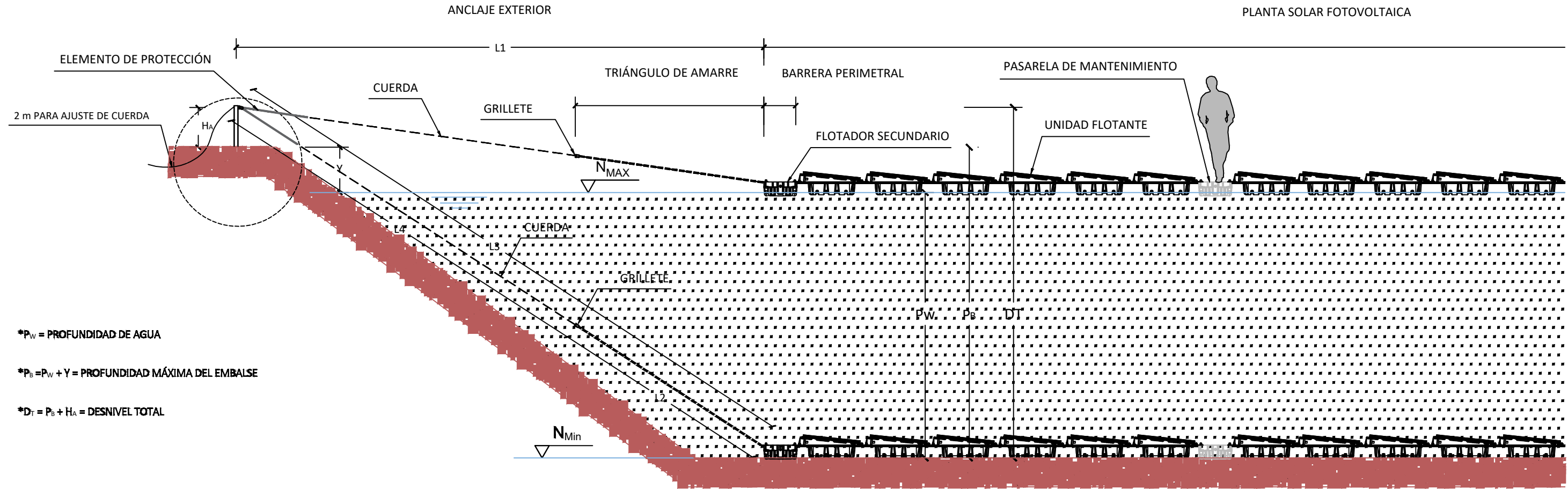
A CUADRO GENERAL

ESQUEMA DE CONEXIÓN PARA 5 INVERSORES



Referencia	INVERSOR 1	INVERSOR 2	INVERSOR 3	INVERSOR 4	INVERSOR 5
Pot. nominal	350 KW	350 KW	350 KW	350 KW	350 KW

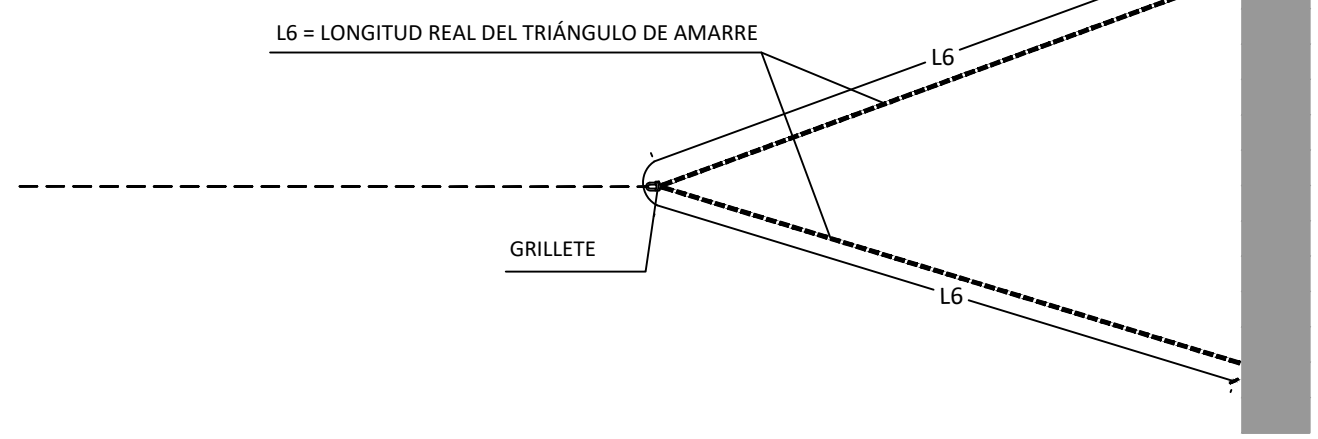
ANCLAJE A EXTERIOR



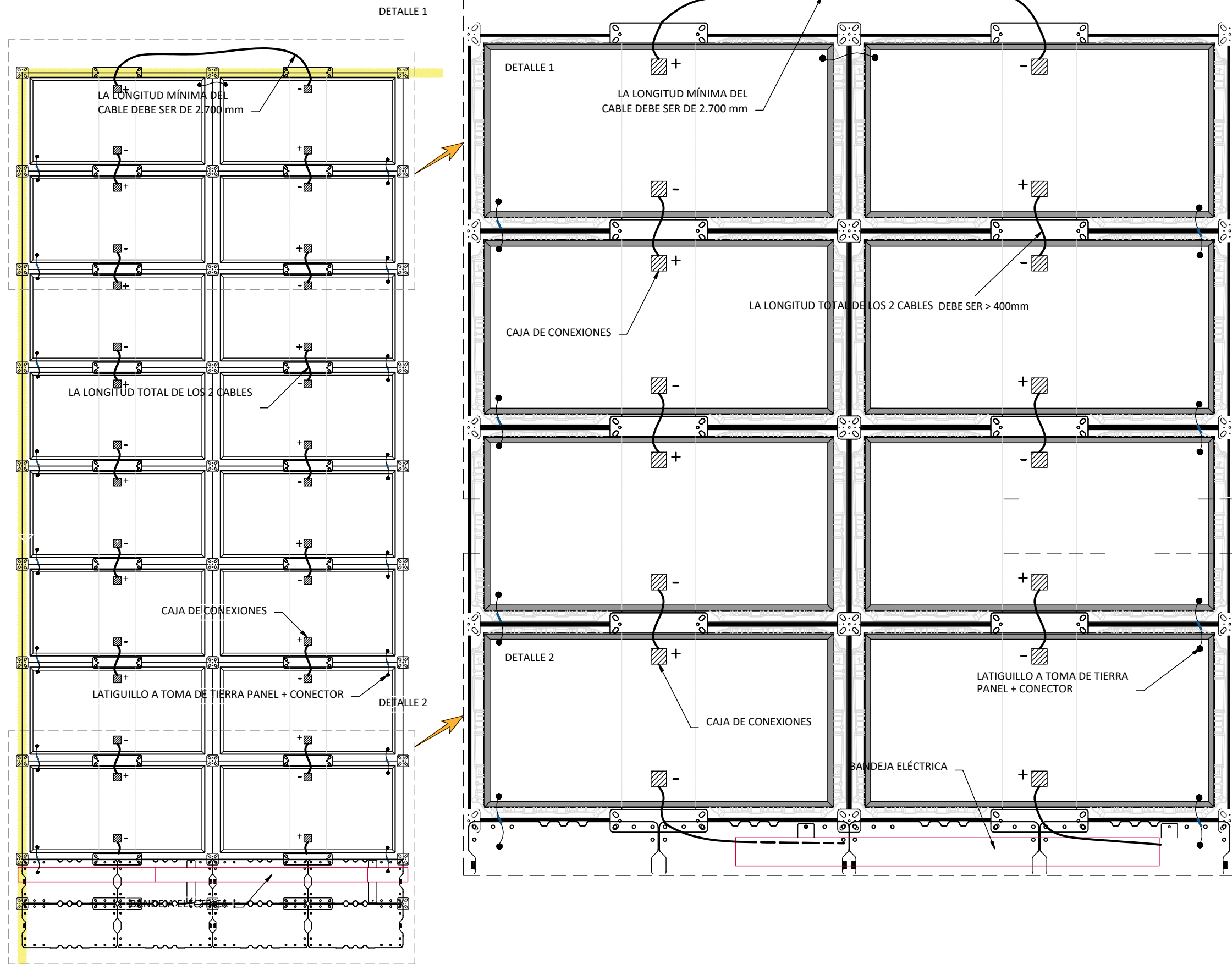
* P_w = PROFUNDIDAD DE AGUA
 * $P_b = P_w + Y$ = PROFUNDIDAD MÁXIMA DEL EMBALSE
 * $D_t = P_b + H_a$ = DESNIVEL TOTAL

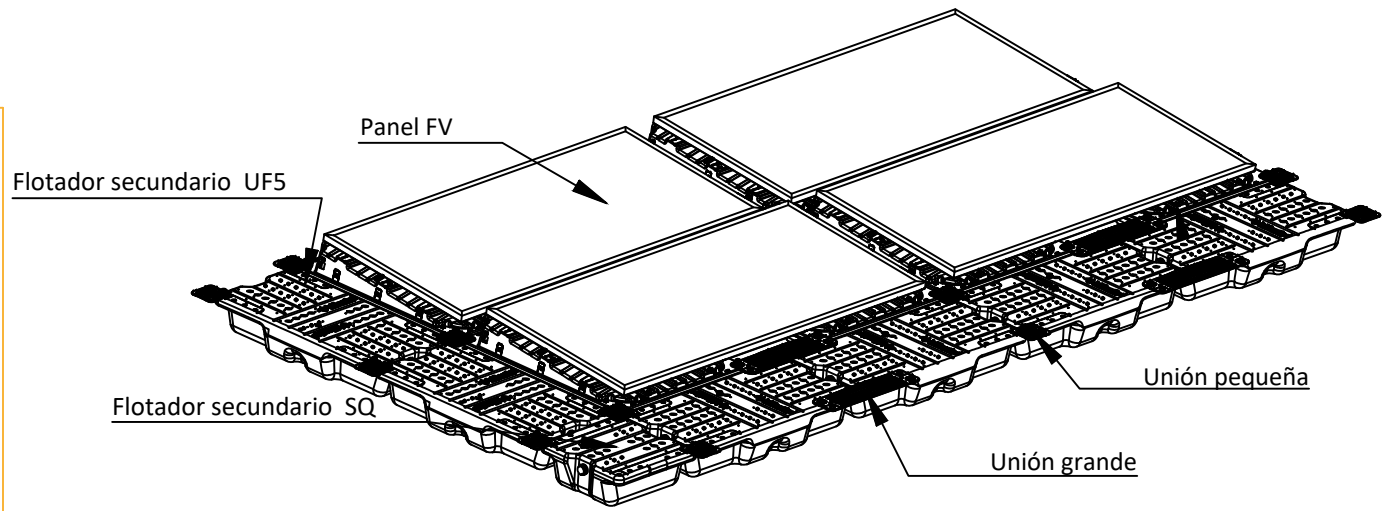
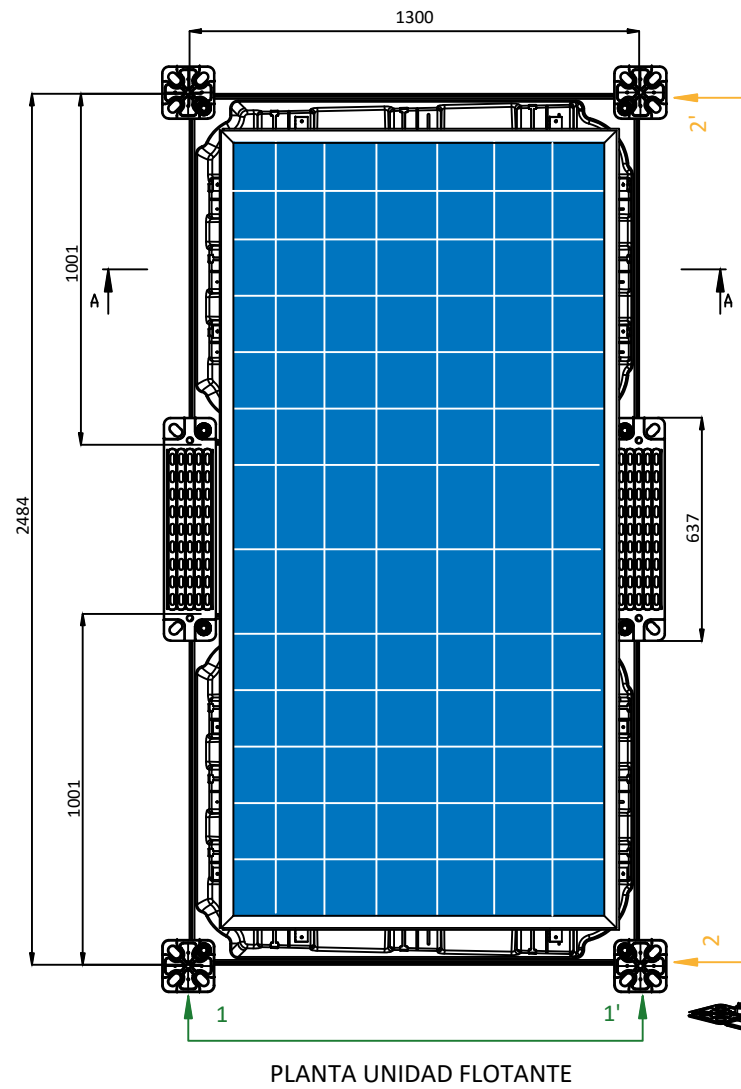
* $L_5 =$ LONGITUD DE CORTE DE CABOS LARGOS = $L_4 + 2\text{ m} + 0.5\text{ m}$ SE AÑADIRÁN 2 m A LA LONGITUD L_4 PARA AJUSTAR LA CUERDA Y HACER LOS NUDOS)
 * $L_6 = 2 \times L_2 + 0.25\text{ m}$ (SE AÑADIRÁN 0.25 m A LA LONGITUD REAL DEL TRIÁNGULO DE AMARRE PARA ATAR LA INSTALACIÓN)

PLANTA TRIÁNGULO DE AMARRE

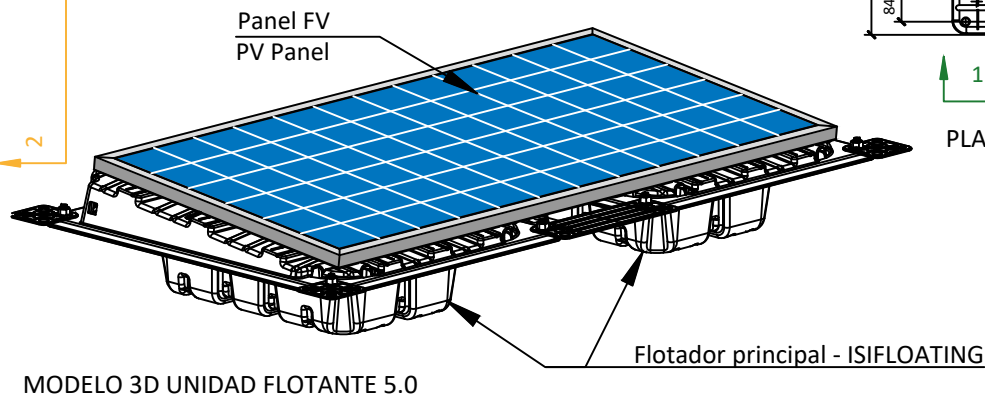
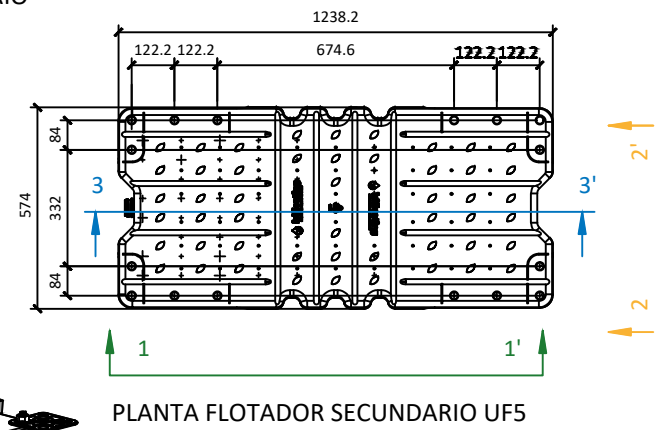


CONFIGURACIÓN DE STRING NORTE/SUR CON CONEXIONADO EN "U" UF-5

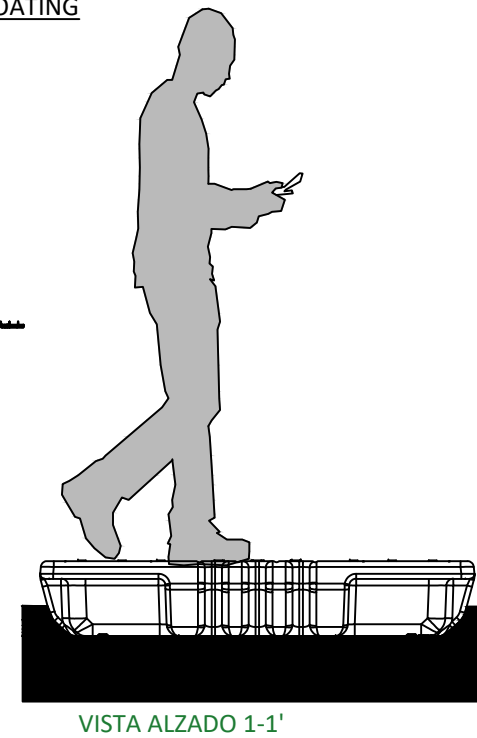
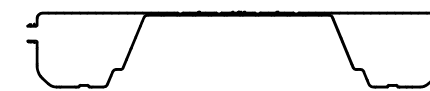
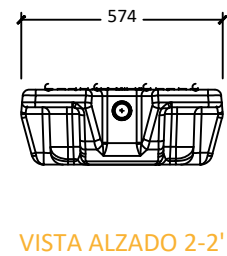
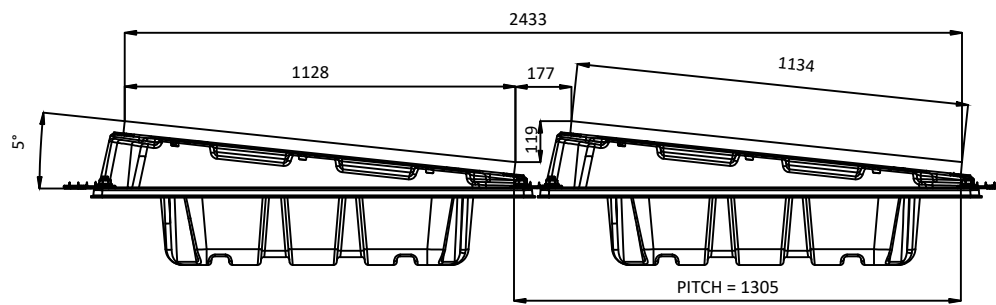
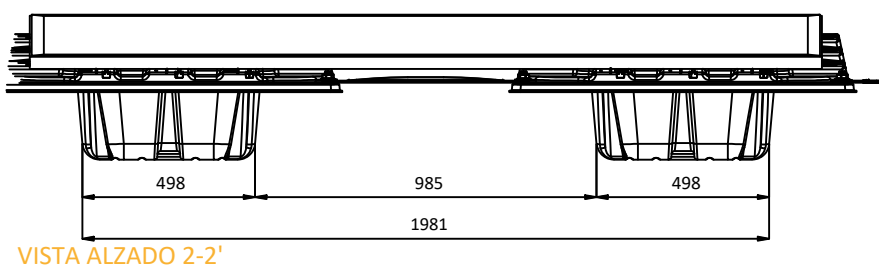
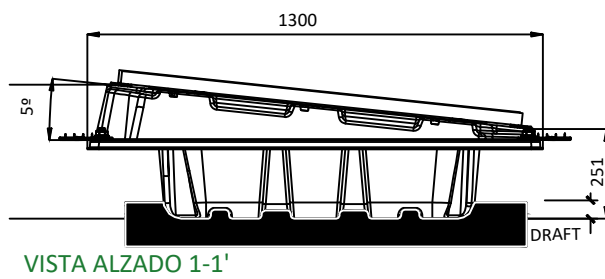
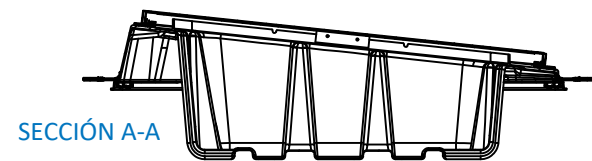




MODELO 3D UNIDAD FLOTANTE 5.0 + FLOTADOR SECUNDARIO



MODELO 3D UNIDAD FLOTANTE 5.0

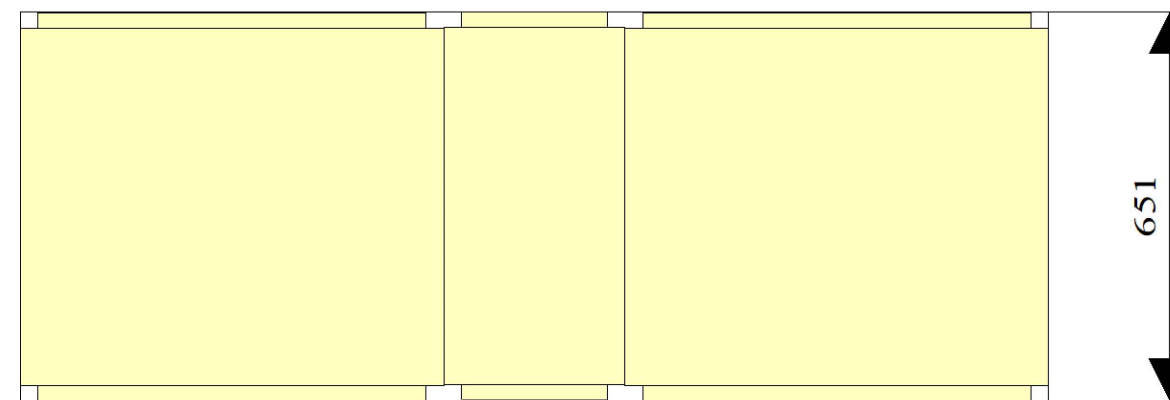


1_CUADRO GENERAL

I. Magnetotérmico
 3P + N
 $I_n = 1600 \text{ A}$
 $PdC = 36 \text{ kA}$
 Instantáneo
 Clase: A



5X
 I. Magnetotérmico
 3P + N
 $I_n = 320 \text{ A}$
 $I_d = 300 \text{ mA}$
 $PdC = 36 \text{ kA}$





DOCUMENTO 4: ANEXOS Y FICHAS TÉCNICAS

A-550M_{GS}

Mono PERC 144 Half-Cell
520-550 W_p



Alta **eficiencia** de **21.3%**



Excelente **rendimiento** con
baja irradiancia



Alta **resistencia** PID



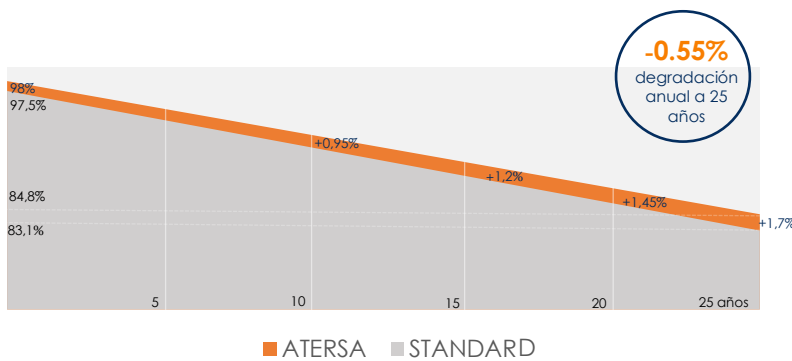
Doble control de **calidad**



Mayor **potencia** a 25 años



GARANTÍA LINEAL DE RENDIMIENTO



Garantía de producto
ATERSA-España



Garantía lineal de
rendimiento



www.atersa.com

P.I. El Olival, Ribarroja del Turia.
C/ A Nave 6 D y E
Valencia, España.



Características eléctricas GS

	A-520M	A-530M	A-540M	A-550M
Potencia Máxima (Pmax)	520 Wp	530 Wp	540 Wp	550 Wp
Tensión Máxima Potencia (Vmp)	40.44 V	40.54 V	40.71 V	40.83 V
Corriente Máxima Potencia (Imp)	12.86 A	13.08 A	13.27 A	13.48 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	49.10 V	49.26 V	49.42 V	49.60 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	13.57 A	13.71 A	13.85 A	14.04 A
Eficiencia del Módulo (%)	20.1	20.5	20.9	21.3
Tolerancia de Potencia (W)			0/+5	
Máxima Serie de Fusibles (A)			25	
Máxima Tensión del Sistema (IEC)			DC 1.500V	
Temperatura de Funcionamiento Normal de la Célula (°C)			45±2	

Características eléctricas medidas en Condiciones de Test Standard (STC), definidas como: Irradiación de 1000 w/m², espectro AM 1.5 y temperatura de 25 °C.

Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±2% (Voc, Vmp); ±4% (Isc, Imp).

Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/- 3%

(**) Máxima tensión del sistema de 1.500 V se fabrica bajo pedido.

Especificaciones mecánicas

Dimensiones (± 2.0 mm.)	2279x1134x35 mm
Peso (± 0.5 kg)	28.9 kg
Máx. carga estática, frontal (nieve y viento)	3600 Pa (*)
Máx. carga estática, posterior (viento)	1600 Pa (**)
Máx. impacto granizo (diámetro/velocidad)	25 mm / 23 m/s

(*) Factor de seguridad 1.5. Utilizando 8 taladros de fijación.

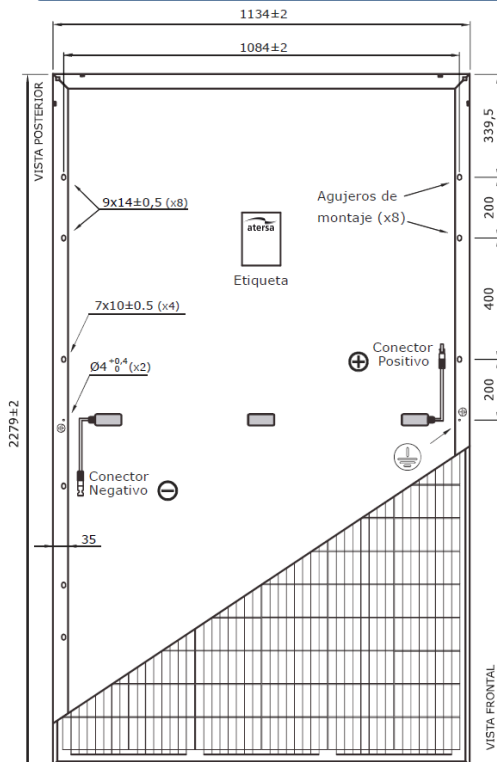
(**) Factor de seguridad 1.5. Utilizando los 4 taladros de fijación interiores.

Materiales de construcción

Cubierta frontal (material/tipo/espesor)*	Cristal templado/grado PV/3.2 mm
Células (cantidad/tipo)	144 células (6x24)/ Mono PERC 10BB
Marco (material/color)	Aleación de aluminio anodizado/plata
Caja de conexiones (protección/nº diodos)	IP68/3 diodos
Cable (longitud/sección) / Conector	1400 mm. /4 mm ² /Compatible MC4

(*) Con capa anti-reflectante

Dimensiones mecánicas

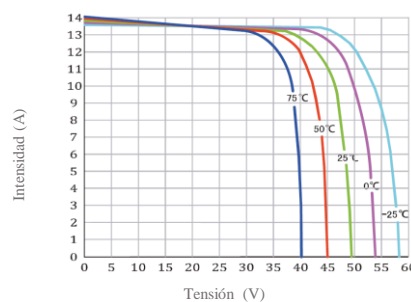


El dibujo no está a escala

Características de temperatura

Coefficiente Temp. de Isc (TK Isc)	0.048 % /°C
Coefficiente Temp. de Voc (TK Voc)	-0.28 % /°C
Coefficiente Temp. de Pmax (TK Pmax)	-0.35 % /°C
Reducción eficiencia (200W/m ² 25°C)	3.5% ±2%
Temperatura de funcionamiento	-40 a +85 °C

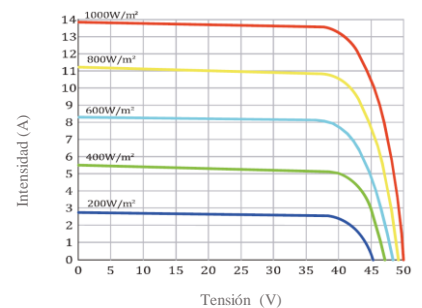
I-V Temperatura



Embalaje

Módulos/palé	31
Palés/contenedor 40' HQ	20
Módulos/contenedor 40' HQ	620

I-V Irradiación



© ATERSA 2022
VERSION:20220908

NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.



SG350HX

Inversor String Multi MPPT para sistemas de 1500 Vdc

NEW



ALTO RENDIMIENTO

- Hasta 16 MPPTs con una eficiencia máxima del 99%
- 20 A por string, compatible con módulos +500Wp
- Intercambio de datos con el tracker para mejorar el rendimiento

BAJO COSTE

- Función Q a la noche, ahorra en inversión
- Comunicación PLC
- Escaneo y diagnóstico de curva IV, O&M activo

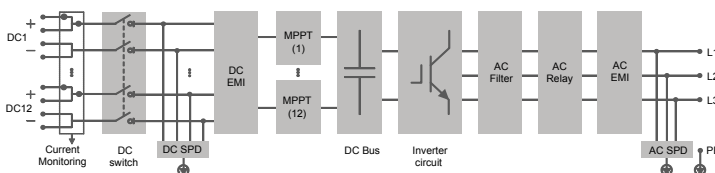
SEGURIDAD COMPROBADA

- 2 strings por MPPT, sin riesgo de conexión inversa
- Monitorización AC y DC en tiempo real
- Interruptor DC integrado, corta automáticamente el fallo

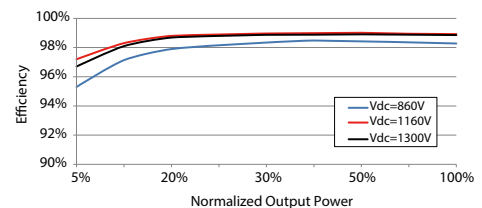
SOPORTE DE RED

- $SCR \geq 1.16$ funcionamiento estable en redes extremadamente débiles
- Tiempo de respuesta de la potencia reactiva $< 30\text{ms}$
- Cumple con la seguridad global y el código de red

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



Denominación	SG350HX
Entrada (DC)	
Tensión máxima de entrada FV	1500 V
Tensión mínima / Tensión de arranque	500 V / 550 V
Tensión de entrada nominal	1080 V
Rango de tensión MPP	500 V – 1500 V
No. de entradas MPP independientes	12 (opcional: 14/16)
No. máximo de conectores de entrada por MPPT	2
Corriente máxima de entrada FV	12 * 40 A (Opcional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corriente máxima de cortocircuito de DC por MPPT	60 A
Salida (AC)	
Potencia de salida de AC	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @40 °C / 295 kVA @50°C
Corriente máxima de salida de AC	254 A
Tensión nominal de AC	3 / PE, 800 V
Rango de tensión de AC	640 – 920V
Frecuencia nominal de red / Rango de frecuencia de red	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (potencia nominal)
Inyección de corriente DC	< 0.5 % In
FP a potencia nominal / FP ajustable	> 0.99 / 0.8 inductivo – 0.8 capacitivo
Fases de inyección / Fases de conexión	3 / 3
Eficiencia	
Eficiencia máx / Eficiencia Europea / Eficiencia CEC	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protección	
Protección de conexión DC inversa	Sí
Protección de cortocircuito de AC	Sí
Protección contra corriente de fuga	Sí
Monitorización de red	Sí
Monitorización de fallo a tierra	Sí
Interruptor DC/AC	Sí / No
Monitorización de corrientes string FV	Sí
Función Q en noche	Sí
Anti-PID y Función de recuperación PID	Opcional
Protección contra sobretensión	DC Tipo II / AC Tipo II
Datos Generales	
Dimensiones (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Peso	≤116 kg (≤255.7 lbs)
Método de aislamiento	Sin transformador
Grado de protección de entrada	IP66 (NEMA 4X)
Consumo nocturno	< 6 W
Rango de temperatura ambiente de funcionamiento	-30 to 60°C (-22 to 140 °F)
Humedad relativa aceptable (sin condensación)	0 – 100 %
Método de refrigeración	Refrigeración forzada inteligente
Altitud máxima de funcionamiento	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicación	RS485 / PLC
Tipo de conexión DC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
Tipo de conexión AC	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Certificación	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Soporte de red	Función Q en noche, LVVRT, HVVRT, control de potencia activa y reactiva, control de rampa de potencia, control Q-U y control, P-f

ISIFLOATING ES EL SISTEMA SOLAR FLOTANTE DE MAS **ALTA CALIDAD Y DURABILIDAD**



Diseñado para instalar plantas solares flotantes en múltiples cuerpos de agua: balsas de irrigación, hidroeléctricas, lagos naturales, plantas de tratamiento de agua, lagos de cantera, granjas de piscicultura y otros

3 BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES



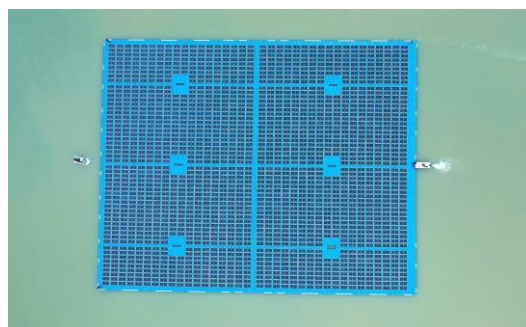
- ◆ Aumenta ~ 5-15% la eficiencia energética debido a su efecto de refrigeración
- ◆ Produce energía renovable más cerca de donde se consume.

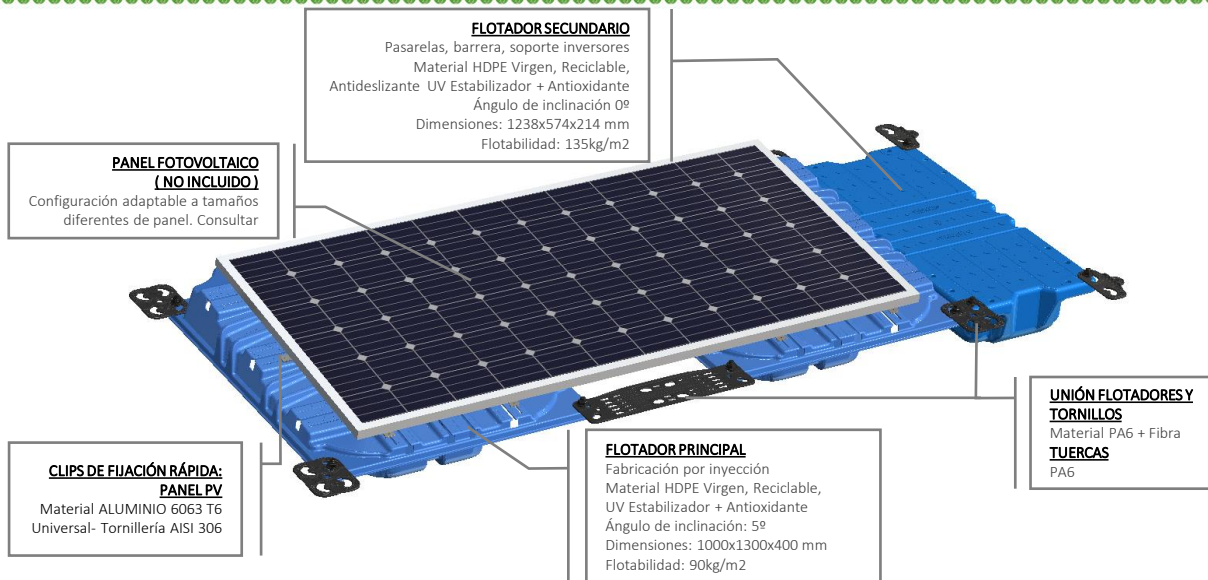


- ◆ Reduce ~ 80% la evaporación del agua al cubrir la superficie acuática
- ◆ Mejora la calidad del agua eliminando algas y reduciendo los costes de mantenimiento de infraestructura



- ◆ Conserva el suelo para agricultura, ganadería, bosques o naturaleza
- ◆ No genera impacto visual negativo y puede incluso aprovechar áreas no productivas.





ALTA CALIDAD

- Diseño único patentado de doble flotador principal usando los mejores materiales (HDPE virgen, reciclable, aditivos UV y antioxidantes)
- Fabricación por inyección de plástico da una mayor durabilidad y precisión en el flotador
- Espesor mínimo >2mm en cualquier parte del flotador principal
- Alta velocidad de producción (1MW DC de flotadores se producen en menos de 5 días)



ADAPTABLE

- A los diferentes y cambiantes niveles de agua al apoyarse los flotadores entre si y sobre las laderas cuando baja el agua
- Empiece pequeño y crezca su instalación de una forma flexible
- A los reservorios de superficie reducida con una alta potencia pico por área (170 Wp/ m2)
- A vientos fuertes (180km/h), olas (1,0 mt independiente o más mts con rompeolas) y temperaturas extremas (-20º to +60ºC)



SEGURO

- Para las personas que hacen el O&M con acceso fácil y seguro caminando a cualquier zona de la instalación para la limpieza y el mantenimiento
- Para su inversión gracias a la experiencia real desde 2009 y el uso de materiales y especificaciones técnicas de alta calidad
- Gran estabilidad y flotabilidad
- Mínima resistencia al viento gracias al diseño aerodinámico de 5º de inclinación de la placa solar

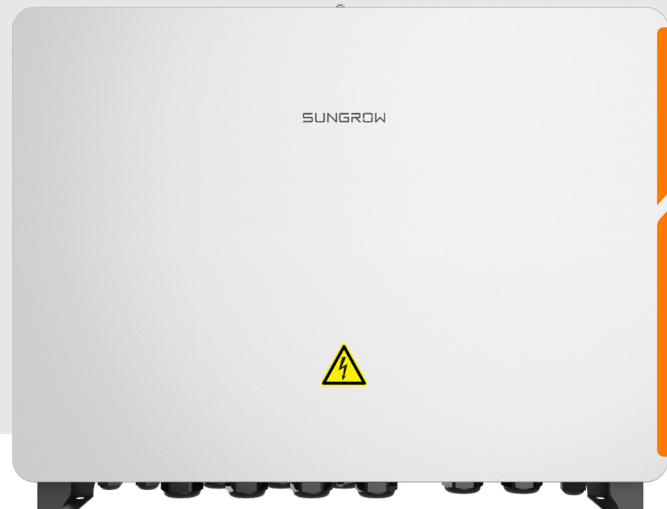


EFICIENTE EN COSTE

- En logística y almacenaje gracias al diseño apilable y encajable (1MW DC ocupa <8 contenedores de 40º)
- En la instalación por el reducido número de piezas y herramientas y equipos básicos estilo IKEA
- Alta velocidad de instalación (1MW toma 15 días por equipo de 5 personas - 1,5 kW/persona/hora)
- En mantenimiento usando herramientas convencionales y personal básico sin recursos costosos adicionales necesarios

EMU200A

Energy Management Unit



FLEXIBLE NETWORKING

- Support of RS485, Ethernet and MPLC communication
- Support of tracker, meteo station, sensors and other equipment



SAFE AND RELIABLE

- Electrical isolation and SPD for every port
- IP65 protection



CONVENIENT O&M

- Inverter batch parameter settings and firmware updates
- PV-Plant maintenance via remote Web access for optimized OPEX
- Active and reactive power control, reactive power 30ms fast dispatch with GOOSE protocol



Type designation	EMU200A
Communication	
Max. number of devices	300
RS485 interface	5
MPLC Interface	2
Ethernet port	5 x 10 / 100 Mbps ETH 1 / 2 / 5 Ethernet port ETH 3 / 4 Fast dispatch port
PID&ISO Control Box (optional)	2
Fiber Switch (optional)	2x100 / 1000 Mbps Fiber ports and 6x10 / 100 Mbps Ethernet ports
Fiber Splice Box (optional)	4-Input and 24-Output ST Single mode
I/O Module (optional)	4-DI, 2-PT100 / PT1000, 2-AI (0 ~ 10 V), 2-DO
Access voltage for AC Anti-PID	
Rated grid voltage	800 Vac
Voltage range	720 ~ 880 Vac
Grid type	IT(corner grounded delta system is not included)
AC ISO response inaccuracy	
7 ~ 100kΩ	±15%@25°C
0.2 ~ 7kΩ	±1kΩ@25°C
MPLC Communication	
Max. communication distance	≤ 1000 m
Max. number of each channel devices	≤ 80
Rated voltage	400 ~ 800 Vac
Max. withstands voltage	≤ 1000 Vac
Power supply	
AC input	100 ~ 277 Vac, 50 / 60 Hz
Power consumption	max. 780 W
Ambient conditions	
Operating Temperature	-30 °C ~ +60 °C
Storage Temperature	-40 °C ~ +70 °C
Relative air humidity	≤ 95% (non-condensing)
Elevation	≤ 4000 m
Protection class	IP65
Mechanical parameters	
Dimensions (W*H*D)	860 mm x 680 mm x 275 mm
Weight	max.51 kg
Mounting type	Wall hanging, rack mounting, ground mounting, outdoor and indoor
Box material	Metal
Cable specification	AC cable: outdoor UV protection cable of 1 ~ 1.5 mm ² MPLC cable: outdoor UV protection cable of 4 ~ 10 mm ² Fiber optic: outdoor UV protection cable, outside diameter ≤ 18mm RS485 cable: 2 x outdoor UV protection shielded twisted pair (STP) of 0.75 ~ 1.5 mm ²
Mechanical parameters	
EMU200A	The EMU200A includes Logger4000, AC adapter, SPD, MCCB, MPLC, PID&ISO Control Box (optional) , Fiber Switch (optional), Fiber Splice Box(optional), I/O Module (optional) Apply to Overseas

Regulador de potencia y controlador para el autoconsumo

Con cumplimiento de los criterios de la UNE 217001-IN y RD 244/2019



Autoconsumo de electricidad sin excedentes

Controlador dinámico de potencia obtenida de fuentes renovables para el autoconsumo, de alta gama. Integra en el mismo dispositivo un regulador y un contador eliminando la necesidad de otros componentes externos en la regulación de potencia. Limita o elimina la exportación de energía de la manera más eficiente.

Figura 1 PRISMA 310A – Controlador dinámico de potencia con inyección CERO compacto.

DESCRIPCIÓN

PRISMA 310A es un controlador dinámico de potencia que permite regular el nivel de generación de los inversores de una instalación de producción (fotovoltaica, eólica...) en función del consumo instantáneo.

Integra en el mismo dispositivo un regulador y un contador eliminando la necesidad de otros componentes externos en la regulación de potencia. Su objetivo final es limitar o eliminar la exportación de energía, de la manera más eficiente, consiguiendo maximizar la producción, cumpliendo las restricciones normativas y técnicas.

CARACTERÍSTICAS

Equipo multifunción con capacidad de:

- Gestionar múltiples modelos de inversores de distintos fabricantes:
 - Comunicación TCP (Sunspec/Modbus).
 - Comunicación RS485 (Modbus RTU). Requiere pasarela REN-TTL-485.
- Ajustado según legislación local (Ej: España fase de mínimo consumo, media de consumos, etc)
- Aplicable a instalaciones monofásicas y trifásicas
- Aporta Servidor Modbus/TCP para monitorización.
- Datos instantáneos en pantalla y mediante señalización luminosa y acústica.
- En modalidad autoconsumo sin excedentes:
 - Evita la inyección de energía a la red (doble control físico y lógico).
 - Con cumplimiento de norma UNE 217001-IN y RD 244/2019.

• En modalidades más complejas:

- Con distintos contadores o consumos para instalaciones próximas (hasta 6 instalaciones trifásicas contando con él mismo).
- Con grupos electrógenos (doble control de no inyección y protección de grupo integrada).
- Controles independientes para cada fase (balanceo dinámico de fases mediante inversores monofásicos), etc.

Las capacidades de comunicación permiten virtualmente el control de cualquier inversor(*) con capacidad de regulación externa que disponga de los protocolos/mapas de regulación publicados.

* consultar la lista de [equipos soportados](#) (fabricantes, inversores y data loggers).

Características Físicas

Declaración de conformidad	CE
Alimentación	90-265 VAC, 50-60Hz
Condiciones de trabajo	-20...+50°C // 5-95% HR sin condensación
Dimensiones	90x158x58 mm
Peso	400 gr
Grado de protección	IP20
Material caja	Plástico PC/ABS autoextinguible UL94-V0
Montaje	Sobre Carril DIN EN 60715
Fabricado en	España. Unión Europea
Conexiones en Voltaje Primario	3x (85-265VAC) (50/60Hz)
Clase térmica	Ta70C/B
Denominación de la electrónica	E310A
Relé de desconexión / contactor	Contacto seco (sin tensión) Tipo AC1. Máximo 16A / 250VAC. Tipo AC15. Máximo 0,5A / 240V

Otras Funciones:

- Pantalla integrada OLED 1.3" con pulsador
- Ethernet RJ45
- 3 lecturas de voltaje + 3 lecturas de intensidad (5A)
- Salida digital (relé)
- Fuente de alimentación continua integrada (se alimenta externamente con 220V).
- Entrada digital (Señalización de encendido de grupo).
- Bus de comunicaciones TTL (5V). Permite comunicación con equipos 485 (accesorio REN TTL-485) u ordenador USB (Cable REN TTL/USB).
- Leds de señalización (2 verdes/2 naranja/2 rojos)
- Buzzer interno para notificación sonora.
- Permite instalación sobre rack-DIN.

Comunicaciones

Comunicación inversores	RS-485 Ethernet
Protocolos	ComLynx, Modbus TCP, Modbus RTU (Configurable, incluye Sunspec)
Contaje directo	Transformador XXX/5A
Comunicación contadores externos	Ethernet
Comunicación externa	Servidor Modbus TCP
Denominación del Firmware	PRISMA 310A

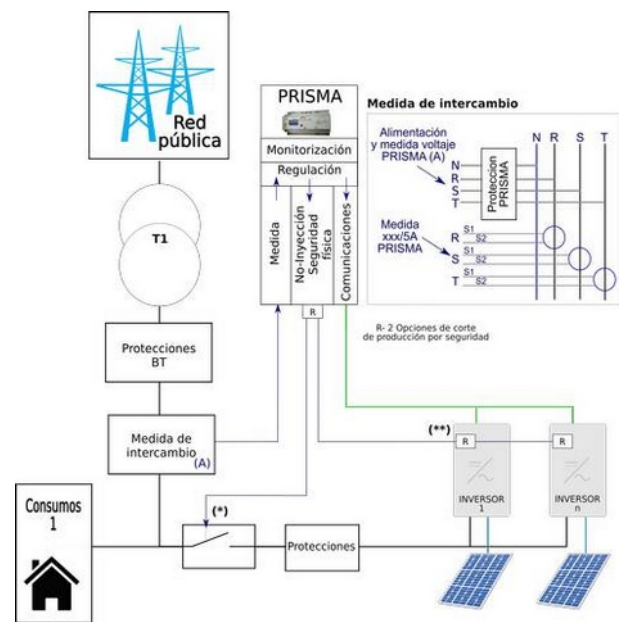
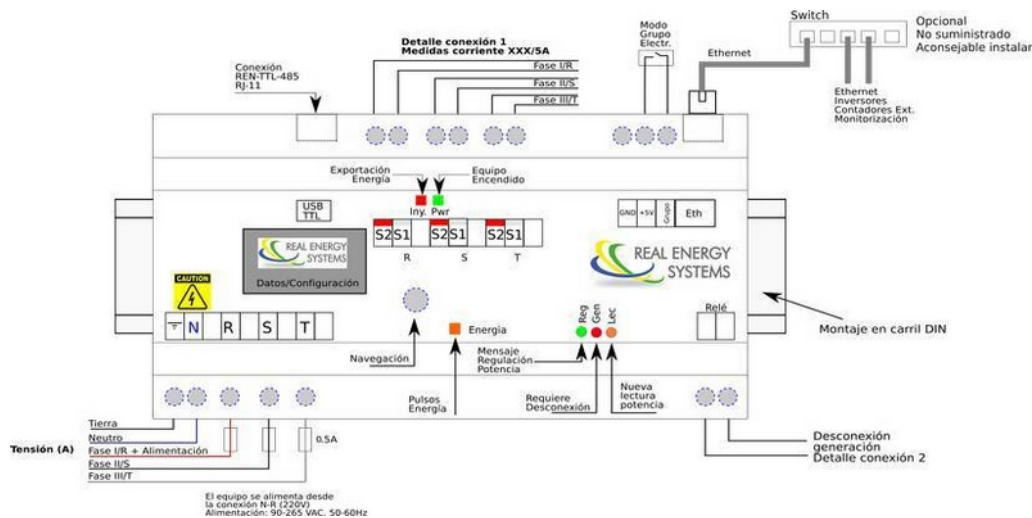


Figura 2 Esquema Unifilar

Esquema de Conexión



REAL ENERGY SYSTEMS S. L.
 Tel. +34 917083201 | www.realenergysystems.com | info@renesys.es | C/Quinta del Sol 19, 28230 Las Rozas de Madrid, España.
 Actualizaciones, cambios y/o erratas expresamente reservados.

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)



class
exZhelent SOLAR

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

EN 50618
IEC 62930

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
UNE-EN 50525-1; IEC 62821-1 anexo B
UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

CLASIFICACIÓN CPR

DOP 000163
Clase E_{ca}

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5
según UNE-EN 60228.

2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.
Colores rojo o negro.

APLICACIONES

Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (grandes plantas, edificios, industrias, naves agrícolas, para uso fijo o móvil con seguidores...).

Puede ser instalado en bandejas, conductos y equipos.

A emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica.

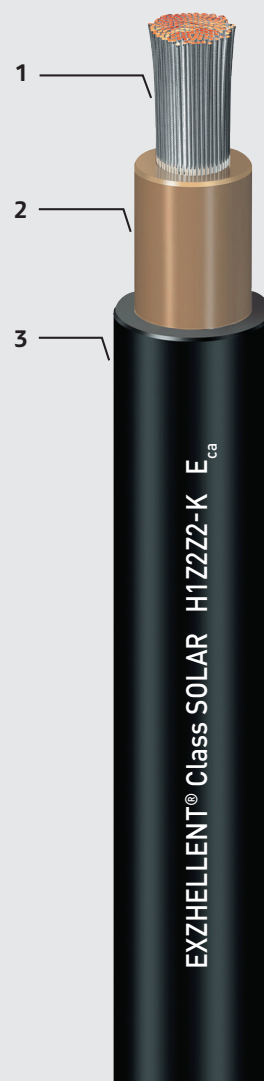
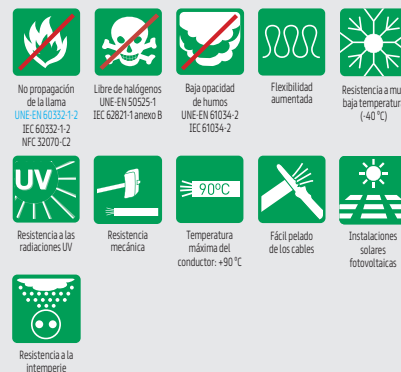
Temperatura máxima del conductor:
+90 °C (120 °C durante 20.000 horas).

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

CERTIFICACIONES



L C I E



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.



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

N° DoP 000163

General Cable

A brand of

Prysmian
Group

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

ENSAYOS ADICIONALES

Vida estimada	25 años
Certificación	Bureau Veritas LCIE
Servicios móviles	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor	90 °C (120 °C, 20.000 h)
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab.3 según IEC 60811-403; EN 50618 Tab.2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos uva	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E
Protección contra el agua	AD8 (sumersión)
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según EC 60811-404; EN 60811-404)
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contracción 2 %)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab. 21.000h a 90°C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Resistencia de aislamiento a largo plazo	IEC 62821-2 ; EN 50395-9 (240h/85 °C agua/1,8 KV DC)
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Ensayo de penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según N 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Durabilidad del mercado	IEC 62930; EN 50396

EXZHELLENT® Class SOLAR

H1Z2Z2-K - Libre de halógenos

class
exZhelent SOLAR



1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (1)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire (2) A	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (3)	Caida de tensión V/(A·km) (2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C).

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).

Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima del conductor 120 °C.

Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida estimada (25 años).

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C_{ca}-s1b,d1,a1

exZhellent COMPACT

NORMAS

CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1

UNE 21123-4

REACCIÓN AL FUEGO*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 50399

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

CLASIFICACIÓN CPR

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

DOP 000040

Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

EXZHELLENT® Class SECTORFLEX

DOP 000135

Clase C_{ca}-s1b,d1,a1

CONSTRUCCIÓN

1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.

Sectorial para secciones de 50 mm² y superiores (solución Sectorflex®).

2. AISLAMIENTO

Poliétileno reticulado,

tipo XLPE según IEC 60502-1.

Identificación por color.

3. CUBIERTA EXTERIOR

Polioléfina termoplástica libre de halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

APLICACIONES

Locales de pública concurrencia, instalaciones de enlace, locales con riesgo a incendio o explosión e instalaciones en falsos techos o suelos elevados en industrias. Y en general para instalaciones en las que el riesgo de incendio no sea despreciable.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.

Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

CERTIFICACIONES



* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

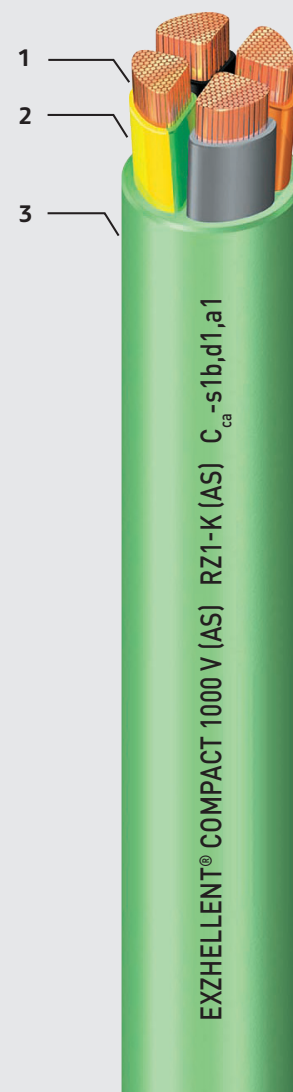


DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 000040
000135



General Cable

A brand of

Prysmian
Group

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV

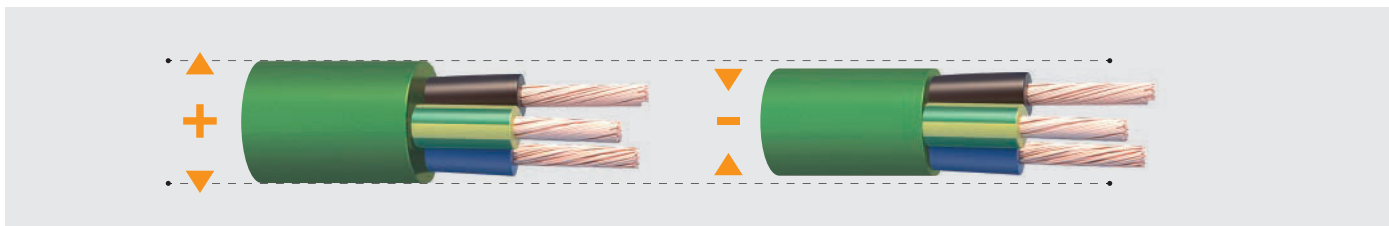


exZhellent COMPACT

PRESTACIONES ADICIONALES:

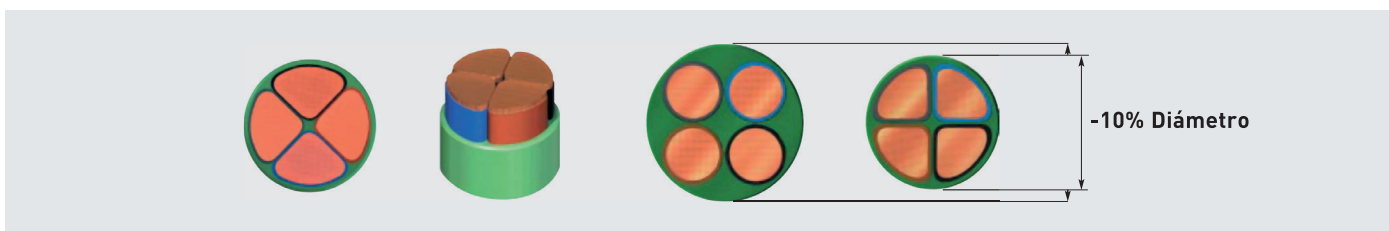
Exzhellent® Compact 1000 V (AS)

Cable con conductores circulares según formaciones indicadas en tablas. 10 % más ligero y 7 % más compacto. Mayor manejabilidad, más ecológico. Sin desprendimiento de gotas incandescentes en caso de incendio.



Exzhellent® Compact Sectorflex 1000 V (AS)

Cables con conductor sectorial para formaciones desde 2 hasta 4 conductores y secciones desde 50 mm². 11 % más ligero y 10 % más compacto. Más manejable y ecológico.



EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C_{ca}-s1b,d1,a1

exzhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
1x1,5*	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1x2,5*	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1x4*	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1x6*	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1x10*	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1x16*	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1x25*	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1x35*	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1x50*	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1x70*	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1x95*	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1x120*	19,8	1190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1x150*	21,8	1470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1x185*	23,7	1770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1x240*	25,7	2245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1x300*	29,5	2805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2x1,5*	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2x2,5*	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2x4*	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2x6*	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2x10*	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2x16*	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2x25*	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2x35*	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2x50**	25,0	1410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).
Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0,8
3G1,5 *	9,4	135	38	13,3	24	20	24	30,98	24,92
3G2,5 *	10,3	175	42	7,98	33	27	32	18,66	15,07
3G4 *	11,4	235	46	4,95	45	36	42	11,68	9,46
3G6 *	12,4	300	50	3,3	57	46	53	7,90	6,42
3G10 *	14,5	450	58	1,91	78	63	70	4,67	3,84
3G16 *	16,6	645	67	1,21	105	82	91	2,94	2,45
3x25 *	20,0	925	80	0,78	116	96	96	1,62	1,38
3x35 *	22,6	1250	91	0,55	144	116	117	1,17	1,01
3x50 **	26,7	1810	135	0,38	175	140	138	0,86	0,77
3x70 **	31,4	2520	160	0,27	224	177	170	0,6	0,56
3x95 **	35,0	3245	175	0,20	271	212	202	0,43	0,42
3x120 **	39,6	4135	200	0,16	315	244	230	0,34	0,35
3x150 **	43,9	5135	220	0,12	363	273	260	0,28	0,3
3x185 **	48,2	6225	245	0,10	415	309	291	0,22	0,26
3x240 **	54,9	8175	330	0,08	490	362	336	0,17	0,21
3x300 **	63,1	10320	380	0,06	565	414	380	0,14	0,18
3x25/16 *	22,2	1135	89	0,780/1,21	116	95	96	1,62	1,38
3x35/16 *	24,7	1470	99	0,554/1,21	144	116	117	1,17	1,01
3x50/25 *	29,4	2150	150	0,386/0,780	175	140	138	0,86	0,77
3x70/35 *	34,6	3000	175	0,272/0,554	224	177	170	0,6	0,56
3x95/50 *	38,5	3880	195	0,206/0,386	271	212	202	0,43	0,42
3x120/70 *	44,0	5015	220	0,161/0,272	315	244	230	0,34	0,35
3x150/70 *	48,3	6075	245	0,129/0,272	363	273	260	0,28	0,3
3x185/95 *	53,0	7410	320	0,106/0,206	415	309	291	0,22	0,26
3x240/120 *	60,4	9695	365	0,0801/0,161	490	362	336	0,17	0,21
3x300/150 *	69,4	12285	420	0,0641/0,129	565	414	380	0,14	0,18

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra

(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
4G1,5*	10,3	165	42	13,3	21	178	21	26,94	21,67
4G2,5*	11,3	210	46	7,98	29	24	27	16,23	13,1
4G4*	12,6	285	51	4,95	38	32	35	10,16	8,23
4G6*	13,7	370	55	3,3	49	40	44	6,87	5,59
4G10*	16,0	560	65	1,91	68	53	58	4,06	3,34
4G16*	18,4	810	74	1,21	91	73	75	2,56	2,13
4x25*	22,3	1185	90	0,78	116	95	96	1,62	1,38
4x35*	25,0	1585	130	0,55	144	116	117	1,17	1,01
4x50**	29,7	2300	150	0,38	175	140	138	0,86	0,77
4x70**	35,0	3210	175	0,27	224	177	170	0,6	0,56
4x95**	38,9	4140	195	0,20	271	212	202	0,43	0,42
4x120**	44,3	5290	225	0,16	315	244	230	0,34	0,35
4x150**	48,8	6545	245	0,12	363	273	260	0,28	0,3
4x185**	53,8	7965	325	0,10	415	309	291	0,22	0,26
4x240**	61,3	10455	370	0,08	490	362	336	0,17	0,21
4x300**	70,4	13175	425	0,06	565	414	-	-	-
5G1,5*	12,0	220	48	13,3	21	18	21	26,94	21,67
5G2,5*	12,3	255	50	7,98	29	24	27	16,23	13,1
5G4*	13,8	345	55	4,95	38	32	35	10,16	8,23
5G6*	15,0	450	61	3,3	49	40	44	6,87	5,59
5G10*	17,6	685	71	1,91	68	53	58	4,06	3,34
5G16*	20,4	995	82	1,21	91	73	75	2,56	2,13
5G25*	24,7	1455	99	0,78	116	96	96	1,62	1,38
5G35*	27,7	1960	140	0,55	144	116	117	1,17	1,01
5G50*	33,1	2860	170	0,38	175	140	138	-	-

*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

**Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

Hoja de características del producto

Especificaciones



Interruptor automatico ComPacT NSX400F 36kA DCPV 4P 320A TMD

C40F4TM320D1

Principal

Gama	ComPacT nueva generación
Nombre del producto	ComPacT NSX DC PV
Nombre abreviado del equipo	NSX320 DC PV
Tipo de producto o componente	Interruptor automático
Función	Photovoltaic (**)
Número de polos	4P
[In] Corriente nominal	320 A en 40 °C
[Ue] Tensión nominal de empleo	1000 V corriente continua
Tipo de red	Corriente continua
Poder de seccionamiento	Sí acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A
[Icu] rated ultimate short-circuit breaking capacity	10 kA Icu en 1000 V corriente continua 4 polos en serie acorde a En> 50 A
Performance level	En> 50 A 10 kA 1000 V corriente continua
Unidad de control	TM-G
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Funciones de protección de unidad de control	LIG
Tipo de control	Maneta
Circuit breaker mounting mode	Fijo

Complementario

[Ui] Tensión nominal de aislamiento	1000 V corriente continua acorde a En> 50 A
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	8 kV acorde a En> 50 A
[Ics] rated service short-circuit breaking capacity	10 kA en 1000 V corriente continua acorde a En> 50 A
Durabilidad mecánica	5000 ciclos
Durabilidad eléctrica	1000 ciclos en 1000 V In
Soporte de montaje	Placa posterior

Posición de montaje	Horizontal y vertical Flat on the back
Conexión superior	Frontal
Conexión hacia abajo	Parte delantera Parte delantera
Paso de conexión	45 mm
Tipo de protección	L : for protección contra sobrecarga (térmica) I : for protección contra cortocircuitos (magnética)
Calibre de la unidad de disparo	320 A en 40 °C
Long-time pick-up adjustment type Ir (thermal protection)	Ajustable
[Ir] long-time protection pick-up adjustment range	0,7...1 x In
Long-time protection delay adjustment type tr	Fijo
Instantaneous protection pick-up adjustment type li	Ajustable
[li] instantaneous protection pick-up adjustment range	5...10 x pol
Protección contra fugas a tierra	Sin
Width (W)	225 mm
Height (H)	185 mm
Depth (D)	110 mm
Peso del producto	8,1 kg

Entorno

Normas	HB2
Certificaciones de producto	CCC generador Marina
Categoría de sobretensión	Clase II
Clase de protección contra descargas eléctricas	Clase II
Grado de contaminación	3 acorde a IK07
Grado de protección IP	IP40 acorde a IEC 60529
Grado de protección IK	IK07 acorde a IEC 62262
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-50...85 °C
Humedad relativa	0...95 %
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m sin disminución 2000 m ... 5000 m con restricciones

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	30,0 cm
Paquete 1 Ancho	30,0 cm
Paquete 1 Longitud	40,0 cm

Paquete 1 Peso 10,0 kg

Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos

Sustituciones recomendadas

Tramo 1 CC

STRINGS FOTOVOLTAICOS INVERSOR 1

Parámetros de cálculo

- Longitud del tramo:** 207,00 m
- Distancia entre soportes:** 1,50 m
- Sistema de bandejas:** Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
- Sistema de protección:** Galvanizado en Caliente
- Factor de ampliación (%):** 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	ZZ-F (AS)	EXZHELLENT-SOLAR	1x10	8,80	0,12	56

Con el factor de ampliación utilizado

- Peso total de los cables:** 9,03 kg/m
- Sección total requerida:** 5.637,63 mm²
- Diámetro mayor:** 8,80 mm

Bandeja seleccionada

75832150 - Pemsaband One perf click 60x150 GC - 207 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 60 mm, Ancho 150 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



- Sección útil:** 8.522,00 mm²
- Carga máxima bandeja:** 60,00 kg/m
- Disposición de los cables:** Cables en varias capas
- Altura aprox. de los cables:** 44,00mm

Cargas totales

- Carga total en vano:** 15,66 kg
- Carga total en cada soporte:** 15,54 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 2 CC

STRINGS FOTOVOLTAICOS A INVERSOR 2

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 207,00 m
Distancia entre soportes: 1,50 m
Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
Sistema de protección: Galvanizado en Caliente
Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	ZZ-F (AS)	EXZHELLENT-SOLAR	1x10	8,80	0,12	56

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 9,03 kg/m
Sección total requerida: 5.637,63 mm²
Diámetro mayor: 8,80 mm

Bandeja seleccionada

75832150 - Pemsaband One perf click 60x150 GC - 207 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 60 mm, Ancho 150 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 8.522,00 mm²
Carga máxima bandeja: 60,00 kg/m
Disposición de los cables: Cables en varias capas
Altura aprox. de los cables: 44,00mm

Cargas totales

Carga total en vano: 15,66 kg
Carga total en cada soporte: 15,54 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 3 CC

STRINGS FOTOVOLTAICOS A INVERSOR 3

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 198,00 m
Distancia entre soportes: 1,50 m
Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
Sistema de protección: Galvanizado en Caliente
Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	ZZ-F (AS)	EXZHELLENT-SOLAR	1x10	8,80	0,12	56

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 9,03 kg/m
Sección total requerida: 5.637,63 mm²
Diámetro mayor: 8,80 mm

Bandeja seleccionada

75832150 - Pemsaband One perf click 60x150 GC - 198 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 60 mm, Ancho 150 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 8.522,00 mm²
Carga máxima bandeja: 60,00 kg/m
Disposición de los cables: Cables en varias capas
Altura aprox. de los cables: 44,00mm

Cargas totales

Carga total en vano: 15,66 kg
Carga total en cada soporte: 15,54 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 4 CC

STRINGS FOTOVOLTAICOS A INVERSOR 4

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 203,00 m

Distancia entre soportes: 1,50 m

Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada

Sistema de protección: Galvanizado en Caliente

Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	ZZ-F (AS)	EXZHELLENT-SOLAR	1x10	8,80	0,12	54

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 8,70 kg/m

Sección total requerida: 5.436,29 mm²

Diámetro mayor: 8,80 mm

Bandeja seleccionada

75832150 - Pemsaband One perf click 60x150 GC - 203 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 60 mm, Ancho 150 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 8.522,00 mm²

Carga máxima bandeja: 60,00 kg/m

Disposición de los cables: Cables en varias capas

Altura aprox. de los cables: 44,00mm

Cargas totales

Carga total en vano: 15,17 kg

Carga total en cada soporte: 15,06 kg



www.pemsa-rejiband.com



Tramo 5 CC

STRINGS FOTOVOLTAICOS A INVERSOR 5

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 210,00 m

Distancia entre soportes: 1,50 m

Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada

Sistema de protección: Galvanizado en Caliente

Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	ZZ-F (AS)	EXZHELLENT-SOLAR	1x10	8,80	0,12	64

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 10,32 kg/m

Sección total requerida: 6.443,01 mm²

Diámetro mayor: 8,80 mm

Bandeja seleccionada

75832150 - Pemsaband One perf click 60x150 GC - 210 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 60 mm, Ancho 150 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 8.522,00 mm²

Carga máxima bandeja: 60,00 kg/m

Disposición de los cables: Cables en varias capas

Altura aprox. de los cables: 52,80mm

Cargas totales

Carga total en vano: 17,59 kg

Carga total en cada soporte: 17,47 kg



www.pemsa-rejiband.com



Tramo 1 CA

INVERSOR 1 A CGBT

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 105,00 m
Distancia entre soportes: 1,50 m
Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
Sistema de protección: Galvanizado en Caliente
Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x240	26,60	2,31	3
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x120	19,40	1,17	1

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 10,53 kg/m
Sección total requerida: 3.248,75 mm²
Diámetro mayor: 26,60 mm

Bandeja seleccionada

75234100 - Pemsaband One perf click 100x100 GC - 105 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 100 mm, Ancho 100 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 9.492,00 mm²
Carga máxima bandeja: 80,00 kg/m
Disposición de los cables: Cables en varias capas
Altura aprox. de los cables: 53,20mm

Cargas totales

Carga total en vano: 18,20 kg
Carga total en cada soporte: 17,94 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 2 CA

INVERSOR 2 A CGBT

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 109,00 m
Distancia entre soportes: 1,50 m
Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
Sistema de protección: Galvanizado en Caliente
Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x240	26,60	2,31	3
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x120	19,40	1,17	1

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 10,53 kg/m
Sección total requerida: 3.248,75 mm²
Diámetro mayor: 26,60 mm

Bandeja seleccionada

75234100 - Pemsaband One perf click 100x100 GC - 109 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 100 mm, Ancho 100 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 9.492,00 mm²
Carga máxima bandeja: 80,00 kg/m
Disposición de los cables: Cables en varias capas
Altura aprox. de los cables: 53,20mm

Cargas totales

Carga total en vano: 18,20 kg
Carga total en cada soporte: 17,95 kg



www.pemsa-rejiband.com



Tramo 3 CA

INVERSOR 3 A CGBT

Parámetros de cálculo

- Longitud del tramo:** 113,00 m
- Distancia entre soportes:** 1,50 m
- Sistema de bandejas:** Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
- Sistema de protección:** Galvanizado en Caliente
- Factor de ampliación (%):** 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x240	26,60	2,31	3
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x120	19,40	1,17	1

Con el factor de ampliación utilizado

- Peso total de los cables:** 10,53 kg/m
- Sección total requerida:** 3.248,75 mm²
- Diámetro mayor:** 26,60 mm

Bandeja seleccionada

75234100 - Pemsaband One perf click 100x100 GC - 113 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 100 mm, Ancho 100 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



- Sección útil:** 9.492,00 mm²
- Carga máxima bandeja:** 80,00 kg/m
- Disposición de los cables:** Cables en varias capas
- Altura aprox. de los cables:** 53,20mm

Cargas totales

- Carga total en vano:** 18,20 kg
- Carga total en cada soporte:** 17,96 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 4 CA

INVERSOR 4 A CGBT

Parámetros de cálculo

Longitud del tramo: 116,00 m
Distancia entre soportes: 1,50 m
Sistema de bandejas: Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
Sistema de protección: Galvanizado en Caliente
Factor de ampliación (%): 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x240	26,60	2,31	3
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x120	19,40	1,17	1

Con el factor de ampliación utilizado

Peso total de los cables: 10,53 kg/m
Sección total requerida: 3.248,75 mm²
Diámetro mayor: 26,60 mm

Bandeja seleccionada

75234100 - Pemsaband One perf click 100x100 GC - 116 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 100 mm, Ancho 100 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



Sección útil: 9.492,00 mm²
Carga máxima bandeja: 80,00 kg/m
Disposición de los cables: Cables en varias capas
Altura aprox. de los cables: 53,20mm

Cargas totales

Carga total en vano: 18,20 kg
Carga total en cada soporte: 17,96 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.

Tramo 5 CA

INVERSOR 5 A CGBT

Parámetros de cálculo

- Longitud del tramo:** 120,00 m
- Distancia entre soportes:** 1,50 m
- Sistema de bandejas:** Pemsaband One. Bandejas de Chapa Perforada
- Sistema de protección:** Galvanizado en Caliente
- Factor de ampliación (%):** 30,00

Cables seleccionados

Fabricante	Designación	Marca comercial	NºxSección (mm2)	Diámetro (mm)	Peso (kg / m)	Unidades
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x240	26,60	2,31	3
General Cable	RV-K	ENERGY RV-K FOC	1x120	19,40	1,17	1

Con el factor de ampliación utilizado

- Peso total de los cables:** 10,53 kg/m
- Sección total requerida:** 3.248,75 mm²
- Diámetro mayor:** 26,60 mm

Bandeja seleccionada

75234100 - Pemsaband One perf click 100x100 GC - 120 m

Bandeja de chapa perforada y embutida de acero de 35, 60 y 100 mm de altura, con Sistema de protección GC, PG, AZ+, INOX 304 y 316L con borde de seguridad. Ala de alto 100 mm, Ancho 100 mm. La bandeja Pemsaband® One Perforada esta indicada para soporte y conducción de cables eléctricos en cargas medias y ligeras. La facilidad de montaje gracias a su sistema click de unión rápida enchufable entre tramos, permiten ahorrar en material y mano de obra. Dispone de una amplia variedad de tamaños para una elección acorde a las necesidades de cada instalación. Con Sistema de Protección GC



- Sección útil:** 9.492,00 mm²
- Carga máxima bandeja:** 80,00 kg/m
- Disposición de los cables:** Cables en varias capas
- Altura aprox. de los cables:** 53,20mm

Cargas totales

- Carga total en vano:** 18,20 kg
- Carga total en cada soporte:** 17,97 kg



www.pemsa-rejiband.com



Toda información incluida en este documento es propiedad de Pemsa®. Dicha información no podrá ser reproducida, total o parcialmente, ni divulgada a terceros, ni utilizada para cualquier otro propósito, sin consentimiento previo y expreso y por escrito de Pemsa®. Todos los derechos de Propiedad Intelectual e Industrial que eventualmente puedan recaer sobre esta documentación, incluyendo Know-how, patentes, diseño industrial o cualesquiera otros derechos, pertenecen a Pemsa®. Pemsa, Rejiband, Pemsaband, Inducanal, Rejitech, Megaband, Pemsaflex son marcas registradas propiedad de Pemsa Cable Management, S.A.