



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 2,5 MW en el embalse de San Bartolomé:

Sizing of a 2,5 MW floating photovoltaic installation in San Bartolomé reservoir:

Autor/es

Alejandro Abellán Gualarte

Director/es

Ángel Antonio Bayod Rújula

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

Año 2020

RESUMEN

DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 2,5 MW EN EL EMBALSE DE SAN BARTOLOMÉ

En este proyecto se realiza el dimensionamiento de una planta de generación solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica española con potencia para alimentar la estación de bombeo de una serie de cultivos que incluyen maíz o cereal, entre otros. Esta plantación pertenece a la Comunidad de Regantes de Bárdenas en la localidad de Ejea de los Caballeros, Zaragoza. La superficie de los cultivos es de 1200 hectáreas.

La instalación fotovoltaica es de tipo flotante, es decir, los paneles solares se encuentran sobre la superficie del agua gracias a un sistema de flotación que, además, proporciona una inclinación para mejorar la incidencia de la radiación solar sobre ellos. La planta fotovoltaica se instala en el embalse de San Bartolomé que es la masa de agua, con suficiente superficie, más cercana a la estación de bombeo que se quiere alimentar y con una línea de media tensión para realizar la conexión a la red eléctrica.

Este tipo de instalación fotovoltaica presenta diversas ventajas como son la mejor eficiencia de los paneles debido a que la proximidad a la superficie del agua permite mantener una temperatura menor de los mismos, permite aprovechar la superficie terrestre para otras actividades o reduce la evaporación del agua donde esté ubicada la instalación si la superficie es grande. Por otro lado, presenta la desventaja de un mayor desafío técnico en el diseño del sistema de flotación para soportar los paneles, los pasillos para el mantenimiento o las cargas producidas por las olas.

Tras realizar el dimensionamiento cumpliendo los requerimientos derivados de los consumos de la estación de bombeo y de la radiación disponible, se obtiene que deben instalarse 8400 paneles solares, dando una potencia total de 2.700 kWp. A partir de esta potencia de los paneles se ha obtenido la potencia del inversor de 2.500 kW siguiendo las recomendaciones del factor entre las potencias del inversor y paneles solares.

La configuración de la conexión de los paneles solares se ha realizado maximizando los paneles en serie dentro del rango admisible provocado por las restricciones del inversor para, de esta forma, conseguir una tensión mayor y una intensidad menor. La configuración final es de 20 sub-campos dentro de los cuales existen 15 strings y 28 paneles en serie por cadena.

Tras conocer la configuración de la planta (paneles solares y cajas de conexión) y el inversor, se ha dimensionado tanto el cableado como las protecciones de la parte continua de la instalación (contra sobreintensidades, sobrecargas, sobretensiones y contactos directos e indirectos), además de la puesta a tierra siguiendo el código electrotécnico de baja tensión y la reglamentación española.

ABSTRACT

SIZING OF A 2,5 MW FLOATING PHOTOVOLTAIC INSTALLATION IN SAN BARTOLOMÉ RESERVOIR

This project involves the sizing of a solar photovoltaic generation plant connected to the Spanish electrical network with enough power to feed the pumping system for different crops including corn or cereal, among others. This plantation belongs to the Bardenas Irrigation Community located in the town of Ejea de los Caballeros, Zaragoza. The surface area of the crops is 1200 hectares.

It is a floating photovoltaic installation which means that the solar panels are installed over the water surface thanks to a flotation system that also provides a tilt angle for a better incidence of the sun's rays. The photovoltaic plant is installed in San Bartolomé reservoir which is the nearest body of water with enough surface to the pumping station and it also has a medium voltage line to make the connection to the electrical network.

This type of PV installation has several advantages such as a better efficiency of the solar panels due to the proximity to the water surface that allows maintaining a lower temperature of them, it also allows to use land surface for other activities or reduces the water evaporation of the reservoir if it has a large covered area. On the other hand, it presents the disadvantage of a bigger technical challenge in the floating system design as it has to support the weight of the panels, corridors for maintenance or wave loads.

After sizing according to the requirements of consumption and available solar radiation, it is obtained that 8400 panels must be installed with a total power of 2.700 kWp. The inverter power of 2.500 kW has been obtained following the recommendation of the power factor between that of the solar panels and that of the inverter.

The lay-out of the solar panels has been done maximizing the ones connected in series within the admissible range caused by the restrictions of the inverter in order to achieve a higher voltage and a lower current. The final lay-out is composed by 20 subfields within which there are 15 strings and 28 solar panels connected in series per string.

After knowing the plant lay-out (solar panels and combiner boxes) and the inverter, both the wiring and the protections of the DC part have been sized (against overcurrents, overloads, surges and direct and indirect contacts), as well as the installation grounding system. All this according to the low voltage electrotechnical code and the Spanish regulation.

INDICE

RESUMEN.....	2
ABSTRACT	3
1. INTRODUCCIÓN.....	6
1.1 OBJETO.....	6
1.2 ALCANCE	7
2. ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE.....	9
3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN	15
3.1 DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA	15
3.2 CONSUMOS DE LA INSTALACIÓN A ALIMENTAR.....	15
3.3 ELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLOTACIÓN Y DE LOS PANELES SOLARES	16
3.4 ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN DISPONIBLE EN LA UBICACIÓN.....	18
4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	20
4.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN Y DEL NÚMERO DE PANELES SOLARES	20
4.2 SELECCIÓN DEL INVERSOR.....	21
4.3 CONFIGURACIÓN DE LOS PANELES.....	21
4.4 LAY-OUT DE LA INSTALACIÓN	23
4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO	24
4.6 PROTECCIONES	26
5. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS	31
6. CONCLUSIONES.....	33
7. ANEXO I: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS	34
7.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE FLOTACIÓN	34
7.2 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL SOLAR.....	34
7.3 CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR.....	35

7.4	CARACTERÍSTICAS DE LAS CAJAS DE CONEXIÓN	36
7.5	CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES.....	37
7.6	CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES	39
7.7	CARACTERÍSTICAS DE LOS DESCARGADORES DE TENSIÓN.....	41
8.	BIBLIOGRAFÍA.....	43

1. INTRODUCCIÓN

Este proyecto se basa en el contexto del aumento de las energías renovables en los últimos años para conseguir una transición hacia una creación de energía eléctrica más limpia. Esto unido a un mayor aprovechamiento de la superficie terrestre para otras actividades, como puede ser un mayor número de cultivos, hace que la energía fotovoltaica flotante sea un punto muy interesante de estudio e investigación.

El problema del dimensionado de una instalación fotovoltaica sobre el agua ha sido abordado con un trabajo previo que engloba tanto la búsqueda online de instalaciones de similares características en el mundo o de las distintas técnicas para conseguir que el sistema obtenga la flotación necesaria, la asistencia a seminarios web [13] relacionados con este tema escuchando a ponentes de diferentes lugares del mundo, la búsqueda de trabajos o la realización de pequeñas entrevistas con personas conocedoras del sector de la energía fotovoltaica como don Francisco Campo Buetas, participante de la empresa Limpiabalsas [19] con potencia para la generación con energía fotovoltaica en propiedad. Todo ello con el propósito de aumentar los conocimientos relacionados con un tema relativamente nuevo ya que la primera instalación flotante apareció en el año 2008. Además, con el fin de realizar un dimensionamiento más realista se han utilizado facturas reales con los consumos eléctricos de una estación de bombeo gracias a don Samuel Sarría, técnico de la Comunidad de Regantes de Bárdenas.

1.1 OBJETO

El propósito del proyecto es el del dimensionamiento de una planta fotovoltaica flotante conectada a red. Dentro del mismo, se abordarán distintos aspectos que se concretarán en el alcance del proyecto.

La instalación presenta un principal requerimiento que es que sea capaz de realizar el suministro energético necesario para una serie de cultivos de la zona. Además, como requisito indispensable, deberá cumplir con toda la normativa vigente con respecto a todos los aspectos tratados en el proyecto.

La principal restricción de partida que deberá tenerse en cuenta es la escasez de datos, estudios o plantas construidas para este fin, especialmente en nuestro país, debido a la relativa novedad de la tecnología a utilizar.

Los principales agentes afectados por el proyecto serán los agricultores beneficiados de esta instalación, los fabricantes de paneles solares y del sistema de flotación necesario para la instalación del conjunto sobre el agua y la propia red eléctrica nacional. Además de afectar, aunque en menor medida, a los fabricantes de todos los componentes necesarios para el funcionamiento de la planta.

El factor de la conexión a la red eléctrica y la generación mediante energía solar puede hacer que se pudieran conseguir ayudas públicas para la financiación del proyecto.

Por otro lado, podría existir un posible impacto sobre la fauna y flora del embalse al estar instalado un objeto no natural de grandes dimensiones sobre el agua.

1.2 ALCANCE

Para poder abordar el objeto del proyecto descrito anteriormente será necesario realizar, en primer lugar, un análisis de los métodos de flotación utilizados en distintas instalaciones fotovoltaicas flotantes del mundo para conocer cuáles son las ventajas e inconvenientes de cada uno de ellos y con el fin de seleccionar y utilizar uno en la planta fotovoltaica objeto de este proyecto. Con esto se conseguirá una buena visión del estado del sector de los sistemas de flotación para la energía fotovoltaica flotante.

A continuación, se realizará la descripción de la ubicación seleccionada para la instalación de la planta fotovoltaica así como el estudio de la irradiación solar existente en ese punto. El estudio se realizará mediante el uso de la aplicación PVGIS [13] y será utilizado para el posterior dimensionado de la cantidad de paneles solares a utilizar.

Posteriormente se describirá qué es lo que se quiere alimentar con la planta fotovoltaica ofreciendo datos reales sobre potencias y consumos de energía eléctrica.

Tras conocer todo aquello relacionado con la ubicación seleccionada (irradiación y consumos), se pasará al dimensionamiento de la parte de corriente continua de la instalación. Esto estará relacionado con los paneles solares, inversor, cables, protecciones y sistema de puesta a tierra.

Se seleccionará un inversor adecuado según las potencias y consumos que habrán sido descritos con anterioridad. Este elemento de la instalación introducirá una serie de restricciones que afectarán al modo de conexión de los paneles solares entre sí y con el propio inversor.

Respecto a los paneles se deberá conocer tanto el número total como la conexión, es decir, cuántos paneles son necesarios colocar en serie y cuántas cadenas o strings se deberán instalar para obtener ese número total de paneles cumpliendo las restricciones del inversor.

Se dimensionalizarán tanto los cables, sistema de puesta a tierra como las protecciones situadas en el lado de corriente continua de la instalación. Las protecciones tendrán que conseguir eliminar defectos relacionados con contactos directos e indirectos, sobrecargas, sobretensiones y sobreintensidades.

La viabilidad técnica se conseguirá seleccionando elementos que cumplan todas las restricciones impuestas ya sea por elementos externos, como pueden ser los consumos provenientes de los cultivos, o por elementos de la propia instalación, como por ejemplo del inversor hacia los paneles.

Además, tanto los distintos elementos a utilizar como el propio dimensionamiento deberá cumplir siempre la normativa vigente.

Tras conocer el trabajo previo en el que se ha basado el proyecto y el objeto y alcance del mismo, se pasará al desarrollo de las grandes secciones del proyecto. Éstas son el estudio del estado del arte, la descripción técnica de la instalación, el dimensionamiento de la misma y un posterior apartado en el que se comentará alguna consideración económica. En el estudio de los distintos sistemas de flotación existentes se comentarán algunos datos de ellos como puede ser dónde han sido instalados, que empresa ha sido la diseñadora y/o diversas características. La descripción técnica englobará el estudio de la ubicación de la instalación para conocer que infraestructuras podrían ser utilizadas, la irradiación disponible mediante el programa PVGIS [13] y lo que se quiere alimentar mediante energía fotovoltaica, además de la elección tanto de los paneles a utilizar como del sistema de flotación. En el dimensionamiento de la instalación

se pasará a seleccionar tanto inversor, cables, protecciones como sistema de puesta a tierra de la parte de corriente continua para un buen funcionamiento del sistema completo. Por último, se incluirá un último capítulo de conclusiones sobre el proyecto.

2. ESTUDIO DEL ESTADO DEL ARTE

Los sistemas de energía fotovoltaica flotante pueden ser clasificados basándonos en el seguimiento del sol que realiza el módulo fotovoltaico o según el tipo de sistema de flotación utilizado.

Si nos centramos en el módulo de seguimiento del sistema fotovoltaico, podemos distinguir entre sistemas fijos o aquellos que siguen la trayectoria del sol.

Los sistemas fijos pueden estar directamente sobre la superficie de forma horizontal o presentar un ángulo óptimo de inclinación para conseguir una máxima irradiación. Las ventajas de este sistema se dan en el soporte ya que el diseño es simple y, además, el peso es menor por lo que se podría seleccionar un sistema de flotación menos robusto.

Por el contrario, si el módulo fotovoltaico puede seguir la trayectoria del sol tanto en inclinación como en orientación, la irradiación solar captada aumenta considerablemente. Las desventajas de este sistema residen en que la inversión inicial debería ser mayor, así como la mayor necesidad de mantenimiento debido a la aparición de movimiento relativo.

Si nos centramos en cómo se consigue la flotabilidad de los módulos podemos distinguir entre 3 tipos diferentes (basado en pontones, flotación flexible o flotación sumergida).

Un sistema de flotación basado en pontones es aquel que utiliza una superficie con la suficiente flotabilidad para instalar encima los distintos módulos, a modo de flotador. La mayoría de los sistemas de solar flotante preinstalados utilizan este método ya que es el que presenta unos costes de instalación menores debido a que normalmente la superficie es de polietileno de alta o media densidad, es decir, un material barato. Por otro lado, la desventaja de este sistema se encuentra en que no es capaz de soportar condiciones climatológicas adversas.

La flotación flexible consiste en una fina lámina sobre la que instalar los paneles fotovoltaicos y que ceda ante la llegada de olas permitiendo una pequeña deformación. Las ventajas que presenta este sistema se deben a la refrigeración de los módulos debida al contacto cercano con la superficie del agua y que se traduce en un incremento del rendimiento. Como desventaja de este sistema se encuentra que los paneles fotovoltaicos no pueden tener una inclinación, sino que deben estar horizontalmente sobre la superficie del agua.

Un ejemplo de este tipo de sistema es el de la empresa Ocean Sun que quiere replicar el modelo natural del nenúfar Victoria Amazonica, caracterizado por tener unas hojas circulares de hasta 1 metro de diámetro que reposan sobre la superficie del agua. (Fig 1)



Fig 1. Comparación entre un nenúfar real y el modelo de la empresa Ocean Sun. Fuente: Ocean Sun. [30].

En el sistema de flotación sumergida, los paneles fotovoltaicos están situados a una pequeña profundidad bajo la superficie del agua. Esto deriva en una reducción aún mayor de la temperatura de operación no sólo por estar rodeado de agua sino también debido al cambio de la reflexión de la luz al pasar por una capa de agua.

Tras realizar una pequeña introducción comentando la clasificación de los sistemas de energía fotovoltaica flotante, se pasa a realizar un estudio de los distintos métodos utilizados para conseguir la flotación necesaria para los paneles solares.

El proyecto que normalmente ha sido descrito como primero en la energía fotovoltaica flotante fue instalado en California en 2008 por Far Niente Winery que contrató a la empresa SPG Solar para su diseño e instalación. El propósito de instalar la fotovoltaica en un estanque de riego fue poder usar más superficie de terreno para los viñedos. La planta consta de 994 paneles montados sobre 130 pontones flotantes con un ángulo de inclinación fijo, además de pasarelas para facilitar el mantenimiento [9]. (Fig 2)

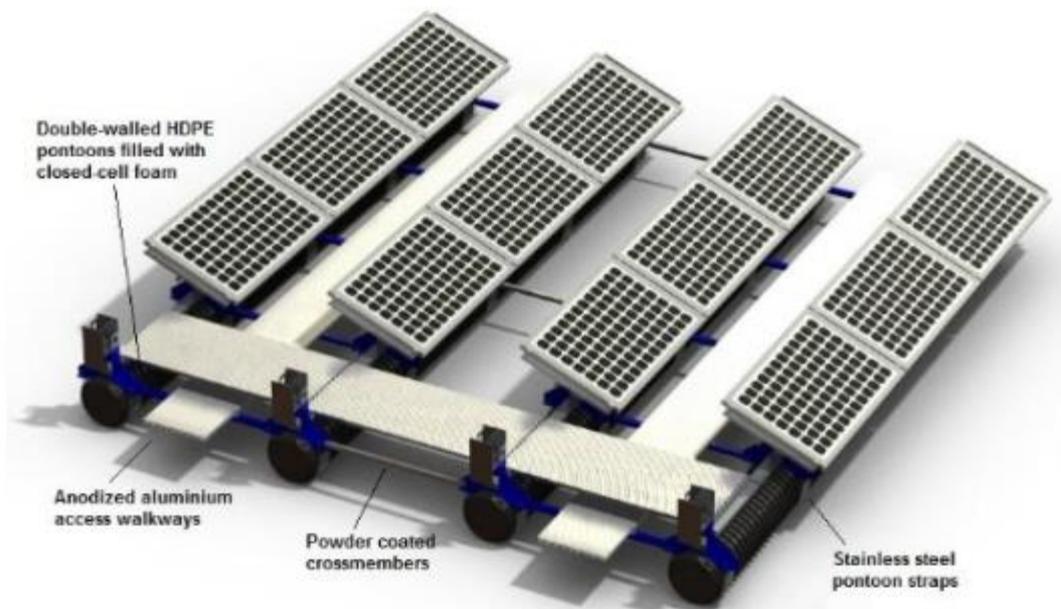


Fig 2. Diseño utilizado en la planta fotovoltaica flotante de Far Niente Winery. Fuente: [39].

Al año siguiente, 2009, en Bubano (Italia), se construyó el primer proyecto que debía soportar hielo y nieve, aunque esto no afectaba a la estructura ya que las bajas temperaturas no eran suficientes para congelar el agua sobre la que se situaba la planta fotovoltaica. La flotabilidad se consiguió utilizando cubos vacíos de polietileno en los lados opuestos de la estructura y a través de los cuales se pasan los puntales de acero inoxidable para el montaje de la estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos, la cual presenta una pequeña inclinación. (Fig 3)

En Solarolo (Italia), se construyó un proyecto similar al de Bubano con la diferencia de que los cubos de polietileno llegan hasta el borde de la balsa para permitir llegar caminando hasta los paneles mientras que en el proyecto de Bubano la única forma de llegar era en una barca.

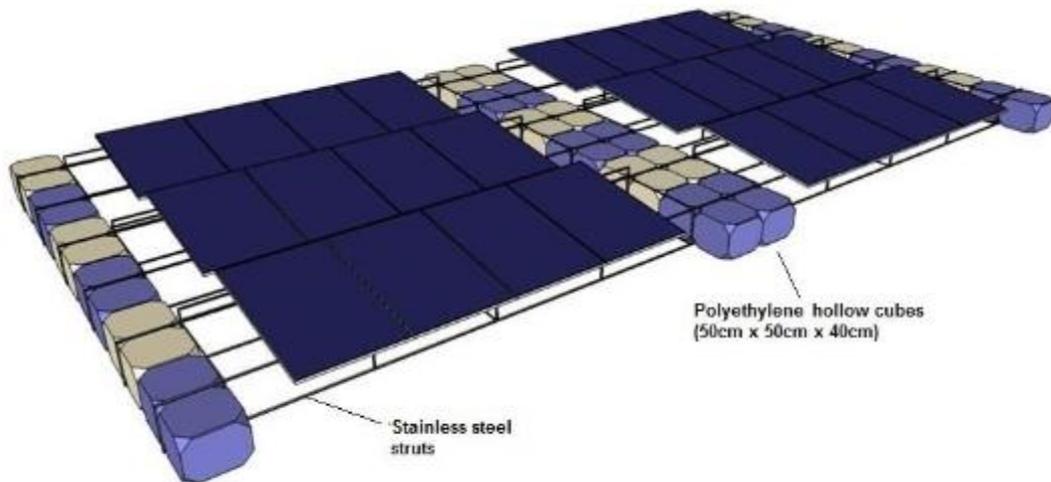


Fig 3. Diseño utilizado en Bubano y Solarolo. Fuente: [39].

El mismo año en Agost (España), la empresa CELEMIN Energy junto con la Universidad Politécnica de Valencia creó en conjunto una planta de paneles fotovoltaicos flotantes de 24 kWp para reducir la evaporación en una balsa de tratamiento de agua y que, posteriormente, sería ampliada a 300 kWp por su buen comportamiento. Los elementos del diseño de este sistema son: la plataforma flotante, la estructura de soporte de los paneles y las uniones entre diferentes plataformas. La plataforma flotante proporciona la flotabilidad y la estabilidad al sistema y está hecha de polietileno de media densidad y, además, está diseñada para llevar 2 paneles fotovoltaicos. La estructura de soporte es de metal y proporciona un ángulo fijo de 10°. Los puntos de unión entre las plataformas están situados en las esquinas de la plataforma y permiten desplazamientos verticales para que el conjunto se adapte a la forma de la balsa si está vacía. (Fig 4)

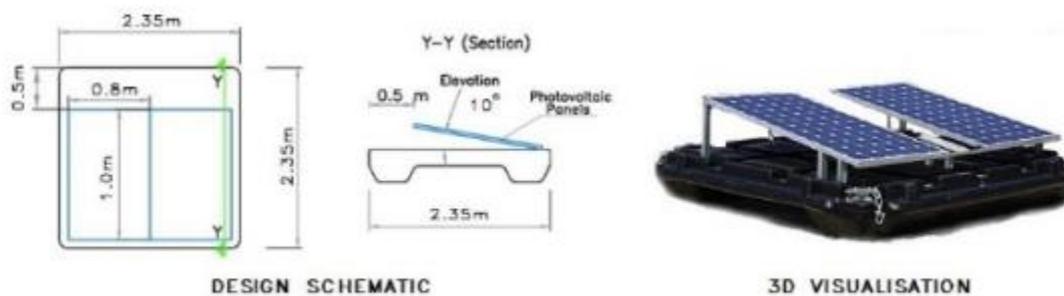


Fig 4. Esquema y visualización en 3D del diseño utilizado por Celemin Energy y la Universidad Politécnica de Valencia. Fuente: [39].

En 2010, la compañía Terra Moretti propuso una solución similar basada en una serie de flotadores hechos de polietileno de alta densidad formando un cuadrado expresamente realizados para esta situación y que soportan una gran estructura en acero galvanizado, permitiendo establecer los paneles a un ángulo de inclinación de 40°. Esta estructura era muy robusta lo que permitió añadir en 2014 un sistema de seguimiento del sol. (Fig 5)



Fig 5. Foto real del diseño utilizado por la empresa Terra Moretti. Fuente: [32].

En 2011, en el Lago Colignola, el grupo SCINTEC desarrolló un prototipo similar al descrito anteriormente pero con la singularidad de la utilización de espejos que reflejaran los rayos solares hacia los paneles. Los paneles fotovoltaicos se situaron en posición horizontal en vez de con un ángulo de inclinación y los espejos fueron instalados en los laterales con una inclinación de 60° y -60° con el fin de intentar doblar la irradiación solar efectiva en los paneles. Esto aumentaría la temperatura de operación de los paneles por lo que la proximidad al agua era la clave para su eficiencia. (Fig 6)



Fig 6. Foto del montaje de los espejos y paneles desarrollados por el grupo Scintec. Fuente: [32].

Posteriormente, SPG Solar instaló 350 kWp en Petaluma (California) cambiando el diseño por módulos que se venía haciendo típicamente por una única gran estructura donde se instalaron los paneles y los propios inversores. Esta gran estructura se ató por los cuatro lados a boyas, las cuáles se amarraron al fondo del embalse [41].

La empresa Ciel et Terre fue creada en 2011 y es líder en el mercado de la fotovoltaica flotante habiendo instalado 180 proyectos alrededor de todo el mundo, incluyendo la primera mega-

planta de energía solar flotante del mundo, en Japón, en 2013. Su diseño tiene como principal ventaja su ligereza y facilidad de montaje ya que son módulos individuales de polietileno de alta densidad. Este diseño ha sido ampliamente comercializado y usado en gran cantidad de plantas de fotovoltaica flotante. Además, existen distintos modelos con diferentes ángulos de inclinación para adaptarse a las necesidades de la ubicación donde vaya a ser instalado. Aunque también presenta limitaciones ya que debido precisamente a su ligereza expone a la estructura a ser dañada por las condiciones meteorológicas, además de no ser fácil añadirle un sistema de seguimiento del sol. (Fig 7)

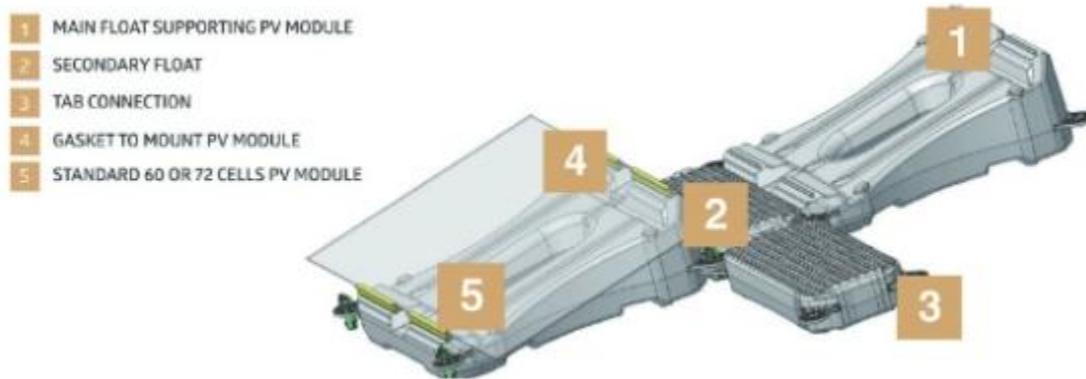


Fig 7. Esquema del diseño utilizado por la empresa Ciel et Terre. Fuente: Ciel et Terre [30].

En Enero de 2018, la empresa vasca Stansol presentó su sistema patentado para instalaciones fotovoltaicas flotantes (Fig 8). La estructura sobre la que se montan los paneles permite adoptar el ángulo de inclinación deseado y adaptarse a las necesidades de cada cliente. El material utilizado es una alternativa al acero y aluminio permitiendo aumentar la durabilidad y minimizar los efectos de la corrosión. Gracias a su estructura robusta puede soportar condiciones meteorológicas adversas pero, por otro lado, esto implica que la inversión es mayor que aquellos sistemas que utilizan principalmente polímeros.

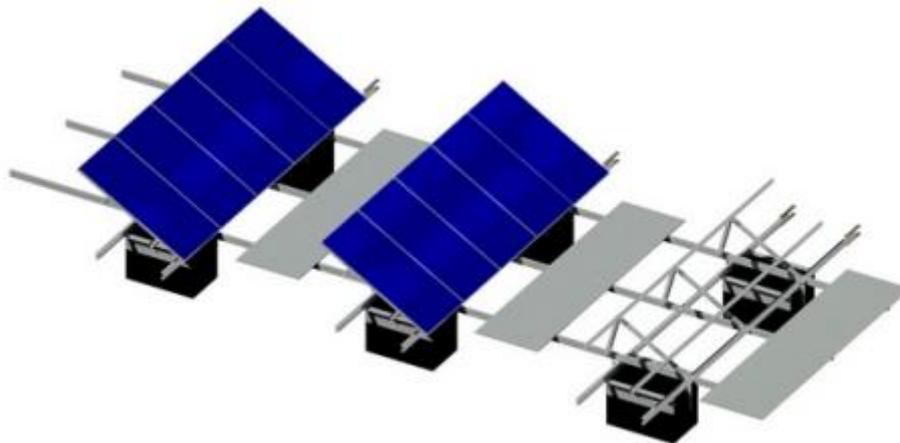


Fig 8. Esquema del diseño patentado por la empresa Stansol. Fuente: [38].

La empresa española Isigenere, creada en 2008, patentó su propio sistema de flotación denominado Isifloating. Este diseño consiste en flotadores de polietileno de alta densidad sobre los cuales se instalan los paneles fotovoltaicos, 2 flotadores por cada panel. Además, se pueden instalar estos flotadores cambiando el panel por una tapa plástica para crear pasillos para

facilitar las tareas de mantenimiento. Presenta un diseño aerodinámico con sólo 5° de inclinación para ofrecer una mínima resistencia al viento. El sistema es adaptable al nivel del agua de la balsa, embalse... El sistema es eficiente ya que presenta un diseño anidable y apilable facilitando su transporte y almacenaje y la instalación es rápida debido a las pocas piezas que hay que montar y el poder usar herramientas convencionales.



Fig 9. Esquema del sistema Isifloating de la empresa Isigenere. Fuente: [18].

3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA UBICACIÓN DE LA PLANTA

El embalse de San Bartolomé, sobre el que será realizado el estudio de la instalación fotovoltaica, pertenece al municipio de Ejea de los Caballeros situado en la comarca de las Cinco Villas en la provincia de Zaragoza, Aragón. El embalse está situado en las coordenadas 42°12'50" N, 1°9'7" W. Además, se llena desde el río Arba de Luesia aunque también puede hacerse desde el canal de Bárdenas.

La superficie del embalse es de 100 hectáreas mientras que la capacidad máxima es de 6 hectómetros cúbicos. Como datos adicionales se sabe que la profundidad desde el aliviadero hasta el punto de menor cota es de 10,12 metros, así como, la profundidad desde la coronación que es de 12,5 metros. [35]



Fig 10. Ubicación del embalse de San Bartolomé. Fuente: Google Earth.

Un aspecto importante de esta ubicación es que existe la posibilidad de realizar un vertido a la red de media tensión de la producción de la instalación fotovoltaica ya que una línea aérea, con una tensión de 13,2 kV, pasa directamente por el embalse [4]. Debido a esto, no sería necesario realizar ninguna instalación de líneas eléctricas extra para conseguir esta función de la instalación de energía fotovoltaica. Además, al existir la oportunidad de poder conectarse a la red eléctrica no sería necesario instalar un sistema de baterías para almacenar la energía sobrante de la producción pudiéndose obtener un ingreso extra al verter este sobrante a la red eléctrica española.

3.2 CONSUMOS DE LA INSTALACIÓN A ALIMENTAR

Mediante el conjunto de paneles fotovoltaicos se quiere alimentar tanto la instalación como las moto-bombas necesarias para regar un conjunto de cultivos pertenecientes a la Comunidad de Regantes de los Riegos de Bárdenas. La estación de bombeo cuenta con 13 moto-bombas además de instalaciones auxiliares como puede ser el alumbrado, todo esto con una potencia total de 1700 kW. La superficie total de riego es de 1200 hectáreas.

Un dato importante es que el riego se realiza de forma directa al campo desde una balsa situada a la misma cota que los cultivos por lo que la energía usada es únicamente la necesaria para llevar el agua hasta los campos mientras que si la balsa estuviera situada a una cota inferior haría falta más potencia y, por lo tanto, más energía ya que sería necesario elevar el agua a una altura mayor.

Para poder realizar todo el dimensionamiento de la planta, es necesario conocer la energía consumida por la instalación que se quiere alimentar. Estos datos han sido proporcionados por don Samuel Sarría, técnico de la Comunidad de Regantes de Bárdenas. La energía consumida por la estación de bombeo en kWh según el mes es la que se presenta en la siguiente tabla:

	Total Mes
Enero	15.431
Febrero	28.814
Marzo	84.874
Abril	39.600
Mayo	100.000
Junio	222.053
Julio	477.528
Agosto	515.876
Septiembre	283.448
Octubre	34.769
Noviembre	9.262
Diciembre	9.267
Total Año	1.820.922

Fig 11. Tabla de consumo de energía en kWh de la estación de bombeo. Fuente: Facturas proporcionadas por la Comunidad de Regantes de Bárdenas.

3.3 ELECCIÓN DEL SISTEMA DE FLOTACIÓN Y DE LOS PANELES SOLARES

Dado que el sistema de fotovoltaica flotante será instalado en un embalse y es posible que principalmente sea financiado por los agricultores que se vayan a beneficiar de la instalación, deberá cumplir una serie de especificaciones relacionadas con el precio del sistema, las cargas que deberá ser capaz de soportar o la flexibilidad a las necesidades del cliente. Será necesario el uso de materiales económicos para reducir el coste de la instalación ya que debe ser viable a los propietarios. Además, la estructura podrá ser ligera debido a que el sistema se instalará en un embalse y, por ejemplo, no en el mar donde tendría que soportar las embestidas del oleaje. Respecto a la flexibilidad será necesario que pueda aumentarse la planta sin ningún problema en caso de que el propietario vea viable esta opción, es decir, el sistema debe de ser modular.

Tras analizar cuáles son las especificaciones a cumplir por el sistema, se pasará a comentar las opciones más válidas, compararlas y elegir la más adecuada.

Debido a que el coste debe ser reducido y que el conjunto puede soportar cargas no muy altas se priorizarán los sistemas con la mayor cantidad de elementos con materiales plásticos frente a aquellos en los que la estructura se consigue mediante materiales como, por ejemplo, el acero

inoxidable. Por esta razón, los sistemas que más se adecúan al propósito son los propuestos por la empresa Celemin Energy, Isigenere y Ciel et Terre. La condición para la elección de uno de estos tres sistemas será la posibilidad de una captación mayor de energía solar, lo que se consigue mediante un ángulo de inclinación adecuado. Los ángulos de inclinación de los diseños de Celemin Energy e Isigenere son 10° y 5° , respectivamente [18] (Fig 4). Mientras que la empresa Ciel et Terre presenta los productos Hydrelío® Classic con una inclinación de 12° , Hydrelío® Equato pensado para zonas ecuatoriales y con una inclinación de 5° e Hydrelío® Air con un diseño específico para que circule el aire a través de los paneles y con distintos ángulos de inclinación disponibles [30].

El sistema seleccionado será el de la empresa Ciel et Terre no sólo por la variedad de productos sino por presentar un ángulo de inclinación mayor pudiendo aumentar de esta manera la energía captada.

El sistema de flotación elegido permite instalar paneles fotovoltaicos de 60 o 72 células. Se elegirá el uso de paneles de 72 células ya que hay un gran espacio disponible en el embalse, para aplicaciones en las que el espacio fuera limitado como podrían ser balsas de regadío quizá sería más adecuado el uso de las placas de 60 células. Por otro lado, los paneles de 72 células son de una potencia mayor por lo que la energía eléctrica creada aumentará pudiendo de esta manera obtener un mayor beneficio si hay un excedente de producción que se puede verter a la red eléctrica.

Los paneles a utilizar serán de la empresa española ATERSA que está claramente instaurada en el mercado con una gran experiencia y que, por lo tanto, podrá ofrecer unas placas solares con una buena relación calidad/precio así como una gran variedad de productos. El modelo de panel fotovoltaico elegido será: A-330P [2]. Se trata de un panel policristalino ya que aunque las prestaciones respecto de los monocristalinos son algo peores también presenta un precio menor por lo que será más viable económicamente. Además, este panel está creado en España por lo que el coste será menor que aquellos fabricados en China y que tienen que ser transportados una distancia mucho mayor.

Características eléctricas (STC: 1kW/m^2 , $25^\circ\text{C}\pm 2^\circ\text{C}$ y AM 1,5)*			
	A-320P	A-325P	A-330P
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,51 A	8,58 A	8,65 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,61 V	37,88 V	38,15 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,93 A	8,98 A	9,05 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,49 V	46,68 V	46,85 V

Fig 12. Características eléctricas del panel solar seleccionado. Fuente: Atersa [2].

En la imagen anterior se muestran únicamente las características eléctricas del panel elegido pero es posible conocer todos los parámetros como dimensiones, peso, parámetros térmicos,

entre otros, en la hoja de características disponible en el Anexo dedicado a las hojas de características (7.2).

3.4 ESTUDIO DE LA IRRADIACIÓN DISPONIBLE EN LA UBICACIÓN

Tras conocer que ubicación va a ser utilizada para la instalación de la planta fotovoltaica, es necesario realizar un estudio de la irradiación solar que va a haber en ese punto ya que va a tener una relación directa con el número de paneles solares que va a ser necesario utilizar en la instalación.

Para realizar este estudio de la irradiación solar disponible en esta ubicación se hará uso del programa PVGIS [13, promovido por la Comisión Europea y que cuenta con múltiples herramientas de gran ayuda relacionadas con la energía fotovoltaica.

Este programa presenta una herramienta que permite conocer la irradiación solar diaria, mensual o incluso horaria en el año o años seleccionados. Para no trabajar con muchos datos se escogerán los datos mensuales y, para realizar el dimensionamiento de una forma más realista, se utilizará la media de la irradiación de los últimos 7 años con datos disponibles (2010 a 2016, ambos inclusive) en vez de utilizar únicamente la del último año disponible.

	Media irradiación 2010-2016		
Mes	H(h)_m	H(i)_m	H(i_opt)_m
Enero	62,41	82,30	114,03
Febrero	86,62	106,78	136,36
Marzo	130,12	147,59	167,96
Abril	166,29	177,63	182,82
Mayo	205,28	210,48	200,31
Junio	219,98	221,96	204,35
Julio	234,63	239,04	223,07
Agosto	211,83	223,84	224,06
Septiembre	155,61	173,34	191,01
Octubre	110,14	131,73	161,62
Noviembre	64,78	82,64	110,37
Diciembre	55,85	75,92	108,61

Fig 13. Media de la irradiación total por meses desde 2010 hasta 2016 en el embalse de San Bartolomé. Fuente: PVGIS y elaboración propia.

- H(h)_m: irradiación en un plano horizontal (kWh/m²/mes).
- H(i_opt)_m: irradiación en un plano con una inclinación óptima (37°) (kWh/m²/mes).
- H(i)_m: irradiación en un plano con una inclinación de 12° (kWh/m²/mes).

Los datos de la tabla muestran los cambios que se producen en la irradiación global que es posible recibir teniendo en cuenta la inclinación de los paneles solares. Al mostrar la irradiación global está incluida tanto la directa que llega directamente a los paneles como la difusa que es recibida de la atmósfera debido a la dispersión de parte de la radiación del sol, por ejemplo, por las nubes.

Es claramente apreciable como manteniendo los paneles de forma horizontal la energía que es posible captar del sol es menor que si aumentamos la inclinación de las placas hasta 37 grados que sería la inclinación óptima. Ha sido añadida una columna con los datos de irradiación para un ángulo de inclinación de 12 grados ya que el sistema de la empresa Ciel et Terre elegido para la instalación presenta esta inclinación en los soportes para los paneles.

4. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

4.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN Y DEL NÚMERO DE PANELES SOLARES

El objetivo que se quiere cumplir es el de lograr que el suministro de energía eléctrica necesaria para regar una serie de cultivos provenga únicamente de la energía fotovoltaica. Para esto es necesario que el suministro siga siendo correcto tanto en el momento en el que más consumo haya como cuando menos radiación solar esté disponible, es decir, en el peor momento para la instalación fotovoltaica.

Se aplicará el método del mes peor ya que los datos disponibles son mensuales (tanto la radiación disponible como los consumos de la instalación de bombeo). La elección del peor mes se realiza analizando el ratio entre consumos e irradiación disponible, seleccionando aquel que obtenga un ratio mayor.

Realizando este cálculo entre los datos de la tabla de consumos (Fig 11) y la de la irradiación disponible (Fig 13) se obtienen los siguientes ratios:

Ratio Consumo/Irradiación	
January	187,50
February	269,85
March	575,08
April	222,93
May	475,11
June	1000,41
July	1997,71
August	2304,66
September	1635,19
October	263,94
November	112,13
December	122,06

Fig 14. Tabla que muestra los ratios para cada mes entre consumos e irradiación. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, el peor mes es Agosto con un ratio de 2.304,66 por lo que se utilizará este dato para conocer cuánta potencia va a ser necesaria instalar en el campo fotovoltaico.

Con la siguiente fórmula es posible calcular el número de paneles necesarios en la instalación y, por lo tanto, la potencia:

$$N_p = 1,2 * \frac{(C_t/R)_{max}}{P_p}$$

Fig 15. Ecuación para la obtención del número de paneles en la instalación.

Siendo N_p el número de paneles fotovoltaicos, P_p la potencia pico del panel y $(G_t/R)_{max}$ el ratio máximo de la (Fig 14). Se sobredimensiona mediante el coeficiente 1,2 para tener en cuenta las diferentes pérdidas que existirán en el sistema ya sean por suciedad presente en los paneles, eficiencia, ...

La potencia total obtenida tras este sobredimensionado ($N_p * P_p$) es de 2.770 kWp.

Tras conocer cuál es la potencia necesaria para satisfacer el objetivo de asegurar un suministro en cualquier mes del año, es fácil obtener el número de paneles solares que van a ser necesarios para la planta fotovoltaica. Por medio de una única división entre la potencia total y la potencia pico que ofrece el tipo de panel seleccionado, 330 Wp, se puede obtener que la cantidad necesaria es de 8.394.

4.2 SELECCIÓN DEL INVERSOR

En el parque fotovoltaico es necesaria la instalación de un inversor que permita pasar de la corriente continua proporcionada por los paneles a la corriente alterna necesaria para conectarse a la red eléctrica nacional.

En un sistema fotovoltaico es posible instalar uno o más inversores, lo que conlleva sus propias ventajas y desventajas. El uso de varios inversores, de forma que el campo esté dividido en zonas y cada una de ellas esté conectada a un inversor diferente, ayuda a reducir las pérdidas por sombreado de la instalación ya que la potencia de cada cadena de paneles está definida por aquel que presente una sombra mayor. Otra configuración posible utilizando varios inversores (normalmente 3) es la denominada maestro-esclavo que permite utilizar un único inversor cuando la radiación solar es baja y conectar sucesivamente los demás a medida que aumenta, de esta forma se consigue aumentar la eficiencia de la instalación. En este caso se utilizará un único inversor por la razón económica que implica el uso de sólo 1 inversor frente a 3 o más.

En un sistema fotovoltaico fijo con una inclinación que no es la óptima como es este caso, el inversor es recomendable que presente una potencia nominal algo inferior a la del campo fotovoltaico. Esta relación de potencias debe estar entre 1 y 1,2 por lo que si, como se ha comentado anteriormente, la potencia total del conjunto de paneles solares es de 2.770 kW, la del inversor deberá de ser de 2.500 kW, utilizando una relación de 1,1.

El inversor seleccionado será el Sunny Central 2500-EV de la marca SMA que cumple con la potencia deseada [37].

4.3 CONFIGURACIÓN DE LOS PANELES

El inversor provoca que aparezcan tres restricciones que se deben de cumplir mediante la conexión de un determinado número de paneles en serie y una cantidad a definir de strings. Estas restricciones son el rango de tensión en el que opera el seguidor del punto de máxima potencia y la corriente máxima que puede soportar el propio inversor.

El número máximo de paneles que se pueden conectar en serie está relacionado con la tensión máxima que puede soportar el inversor y la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos a la temperatura límite mínima que estableceremos de -10°C . Se utiliza la mínima temperatura posible ya que la tensión ofrecida por los paneles aumenta al disminuir la

temperatura. Las ecuaciones que permiten obtener el máximo número de paneles que se pueden conectar en serie son:

$$N_{s \text{ máx}} = U_{\text{máx(inv)}}/U_{ca(-10^{\circ}\text{C})}$$

$$U_{ca(-10^{\circ}\text{C})} = U_{ca(STC)} * (1 + (-10 - 25) * \frac{\beta}{100})$$

Fig 16. Ecuaciones para la obtención del número máximo de paneles en serie.

Siendo $N_{s \text{ máx}}$ el número máximo de paneles que se pueden conectar en serie, $U_{\text{máx(inv)}}$ la tensión máxima admisible por el inversor seleccionado, $U_{ca(-10^{\circ}\text{C})}$ la tensión en circuito abierto que proporciona el panel fotovoltaico a la temperatura de -10°C , $U_{ca(STC)}$ la tensión en circuito abierto del panel en condiciones STC y β el coeficiente de variación de la tensión con la temperatura dado por el fabricante del panel fotovoltaico.

De estas ecuaciones (Fig 16) y con los datos obtenidos de la hoja de características del panel [2], se obtiene que el número máximo de módulos fotovoltaicos a colocar en serie es de 28 paneles.

Igual que es necesario conocer el número máximo de paneles para que la tensión ofrecida no sobrepase la tensión máxima del seguidor del punto de máxima potencia del inversor (MPPT), es necesario conocer el número mínimo de paneles a controlar en serie ya que el MPPT que incorpora el inversor empieza a funcionar a partir de una tensión determinada.

Con el mismo procedimiento se puede conocer el número mínimo de paneles que se puede conectar en serie pero en este caso las ecuaciones a utilizar son las siguientes:

$$N_{s \text{ min}} = U_{\text{min MPPT(inv)}}/U_{MPP(70^{\circ}\text{C})}$$

$$U_{MPP(70^{\circ}\text{C})} = U_{MPP(STC)} * (1 + (70 - 25) * \frac{\beta}{100})$$

Fig 17. Ecuaciones para la obtención del número mínimo de paneles en serie.

Usando las ecuaciones (Fig 17) y los datos del panel seleccionado [2], se obtiene que el número mínimo es de 26.

Tampoco debe de superarse la intensidad máxima del inversor, por lo tanto, el número de cadenas o strings también estará restringido. La intensidad máxima que puede soportar el inversor es de 3200 A y la intensidad que recorre cada cadena de paneles fotovoltaicos en el punto de máxima potencia es de 8,65 A. Por lo que se puede deducir que el número máximo de líneas que se pueden instalar es de 369.

Con los datos de número de paneles en serie y número de cadenas máximas podríamos obtener un parque fotovoltaico con un máximo de 10332 paneles, que es excesivo para la energía que queremos captar para satisfacer las necesidades de consumo. Por este motivo podríamos tanto disminuir el número de paneles conectados en serie pero nunca por debajo de 26 como el número de strings. Como se ha visto anteriormente, la cantidad necesaria de paneles es de 8394 por lo que una solución podría ser utilizar 28 paneles en serie por cadena (el número máximo admitido para los paneles en serie, de forma que se obtenga el mayor voltaje y la menor

intensidad) y 300 líneas, lo cual nos daría un total de 8400 paneles que es prácticamente el número deseado.

El inversor seleccionado admite 24 entradas por lo que será necesario usar cajas de conexión para reducir el número de líneas. El string-combiner DC-CMB-U15-16 de la marca SMA permite combinar 16 strings en uno sin sobrepasar las corrientes máximas permitidas aunque se utilizarán únicamente 15 entradas a cada caja de conexión y de esta manera se pasará de los 300 strings en el campo fotovoltaico a 20 en la entrada del inversor [36].

4.4 LAY-OUT DE LA INSTALACIÓN

La disposición física de toda la instalación flotante influye en el dimensionado de los distintos elementos que compondrán el parque fotovoltaico por lo que se va a pasar a explicar la solución elegida para esta colocación.

El conjunto de paneles fotovoltaicos se situará a una distancia considerable del borde del embalse para evitar cualquier tipo de sombra sobre los paneles debida a los árboles que están más próximos a la orilla y con los paneles apuntando directamente al sur para mejorar la captación de radiación solar.

Como se ha comentado, va a ser necesario utilizar cajas de conexión por lo que la instalación fotovoltaica estará dividida en tantos subcampos como cajas de conexión sean necesarias que en este caso son 20 (4 por fila y 5 por columna). Cada subcampo constará de 15 strings y de 28 paneles en cada string, lo que da un total de 420 paneles por sub-agrupación.

Conociendo esta disposición y el tamaño de los paneles se puede deducir las dimensiones totales que serán de 224 metros en dirección Este-Oeste y de 112 metros en dirección Norte-Sur. Cabe destacar que además del tamaño de los paneles se ha tenido en cuenta la instalación de pasarelas para el mantenimiento de medio metro de ancho, las cuales se situarán separando cada columna de subcampos y también separando cada string de cada sub-campo. Es necesario instalar estas pasarelas entre strings para poder acceder a todos los paneles en caso de que sea necesario por algún tipo de mantenimiento y, además, para guardar una distancia que evite la creación de sombras debida a la inclinación de los paneles y que disminuya considerablemente la potencia de captación de la instalación.



Fig 18. Imagen donde se representa la situación que ocupará la instalación fotovoltaica en el embalse. Fuente: Google Earth y elaboración propia.

En la (Fig 18) se muestra un esquema de la instalación donde se muestra cada subcampo fotovoltaico designado de la forma SX donde la S hace referencia a sub-campo y X toma valores desde 1 hasta 20 para conocer el sub-campo al que se hace referencia, además de mostrar la ubicación de las cajas de conexión (CC) y del inversor (I).

4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Para seleccionar los cables adecuados que se deben de utilizar en la instalación se deben cumplir 3 requisitos. Los cuales se van a comentar a continuación:

- La tensión de aislamiento, es decir, la tensión asignada al cable es aquella tensión máxima a la que el cable puede estar conectado de una forma continuada para que no pierda sus propiedades y, por lo tanto, debe de ser igual o, preferiblemente, mayor que la tensión a la que se va a estar trabajando.
- La corriente que circula de forma permanente por los conductores debe de ser inferior a la intensidad máxima asignada al cable en función de los materiales de los que está compuesto. Además, se debe aplicar una serie de correcciones a estas intensidades según lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [24] y que indica que para los cálculos se debe tomar como corriente que circula por el conductor un 125% de esta, además de aplicar un factor de corrección de 0,9 a la máxima corriente admisible por los cables debido a que van a estar situados a la intemperie y, por lo tanto, expuestos al sol lo que aumentará su temperatura.
- La norma ITC-BT 40 [25] establece que la caída de tensión debida al paso de corriente por los conductores no debe superar el 1,5% y tomando como referencia las tensiones en las cajas de conexión.

La sección adecuada del conductor para que la caída de tensión sea del 1,5% depende de la longitud del cable, la conductividad del material y la intensidad que va a circular por el conductor. Para realizar un dimensionamiento correcto, éste debe realizarse para las

condiciones más desfavorables, es decir, en verano con la máxima temperatura. La fórmula a utilizar es la siguiente:

$$S = \frac{2 * L * I}{\gamma * \Delta U}$$

Fig 19. Ecuación para la obtención de la sección de los cables.

Donde S es la sección del conductor, L es la longitud del cable desde el panel hasta la caja de conexión, I corresponde a la intensidad mayorada que tendrá que soportar el cable de forma permanente, γ es la conductividad del cobre a 70°C y ΔU es la caída de tensión respecto de la tensión en el punto de máxima potencia y aplicando las variaciones debido a la temperatura.

El cable seleccionado para conectar los paneles fotovoltaicos con las cajas de conexión será el Exzhellent Solar ZZ-F (AS) 1,8 kV DC de la marca General Cable [14] ya que es un cable expresamente para aplicaciones de energía fotovoltaica y por lo tanto preparado para estar a la intemperie, además de cumplir el primer requisito respecto a la tensión del aislamiento.

Se han simplificado las distancias de forma que para el cálculo de las secciones óptimas se tomará la misma longitud para todas las líneas del mismo subcampo. La longitud que se va a usar se mide en línea recta desde el extremo más lejano del subcampo hasta la ubicación de las cajas de conexión. De esta forma, la designación, como se ha comentado anteriormente, viene dada por el número de subcampo de donde provienen y será de la forma SX.

	Distancia (m)	Sección teórica (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)	Corriente admisible (A)	Corriente admisible minorada (A)	Sección final (mm ²)	Corriente admisible minorada final (A)
S1	174	5,818	6	70	63	10	86,4
S2	227	7,591	10	96	86,4	10	86,4
S3	284	9,496	10	96	86,4	16	118,8
S4	340	11,369	16	132	118,8	16	118,8
S5	163	5,450	6	70	63	10	86,4
S6	219	7,323	10	96	86,4	10	86,4
S7	278	9,296	10	96	86,4	16	118,8
S8	337	11,269	16	132	118,8	16	118,8
S9	152	5,083	6	70	63	10	86,4
S10	211	7,055	10	96	86,4	10	86,4
S11	272	9,095	10	96	86,4	16	118,8
S12	333	11,135	16	132	118,8	16	118,8
S13	141	4,715	6	70	63	6	63
S14	203	6,788	10	96	86,4	10	86,4
S15	266	8,895	10	96	86,4	10	86,4
S16	329	11,001	16	132	118,8	16	118,8
S17	130	4,347	6	70	63	6	63
S18	195	6,520	10	96	86,4	10	86,4
S19	260	8,694	10	96	86,4	10	86,4
S20	325	10,867	16	132	118,8	16	118,8

Fig 20. Tabla de cálculo de las secciones de los conductores que van desde los paneles hasta las cajas de conexión. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la (Fig 20), se usarán cables con la misma sección para todo el subcampo fotovoltaico. Es claramente observable que en algunas sub-agrupaciones de paneles existe una discrepancia entre la sección normalizada que se podría utilizar y la que finalmente se utilizará, esto es debido a que la sección teórica y la normalizada inmediatamente superior están muy próximas entre sí. Para evitar el incumplimiento del 1,5% de caída de tensión debida a aproximaciones en las longitudes de las líneas, porque la temperatura pueda ser superior o porque circule más corriente, se opta por seleccionar un tamaño mayor de cable. Además, la corriente admisible de los conductores es claramente superior ya que la corriente nominal de los paneles solares es de 8,65 A.

Para los conductores que unirán las distintas cajas de conexión con el inversor se utilizará el cable Exzhellent Solar XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC de la marca General Cable [14]. Ya que la propia marca expresamente recomienda este modelo para el tramo para el cual queremos utilizarlo.

Cada caja de conexión está asignada a un subcampo por lo que la designación viene dada por el propio número de la sub-agrupación de paneles fotovoltaicos a la que está conectada. De forma específica, la designación es CX, la letra C hace referencia a caja de conexión mientras que la X a la línea que conecta la caja de conexión con el inversor.

Ahora la intensidad a usar será el 125% de la suma de la corriente en cada string que vaya a la caja de conexión. Todas las cajas de conexión están cercanas entre sí por lo que la distancia hasta el inversor se supondrá la misma para todas y sólo hará falta calcular la sección para una línea, usándose la misma sección de conductor para el resto.

	Distancia (m)	Sección teórica (mm ²)	Sección normalizada (mm ²)	Corriente admisible (A)	Corriente admisible minorada (A)	Sección usada finalmente (mm ²)
C1 a 20	125	62,70	70	269	242,1	70

Fig 21. Tabla de cálculo de las secciones de los conductores que van desde las cajas de conexión hasta el inversor. Fuente: Elaboración propia.

En la (Fig 21) se observa que la sección necesaria de los cables para conectar las cajas de conexión con el inversor es de 70 mm², lo cual coincide perfectamente con el rango de secciones que se pueden utilizar con las cajas de conexión seleccionadas.

4.6 PROTECCIONES

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [24] se deben instalar protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas, contactos directos e indirectos y sobretensiones.

Los elementos usados en la instalación, como los paneles, cables, cajas de conexión o el inversor, presentan aislamientos de tipo 2 por lo que ya están protegidos contra los contactos tanto directos como indirectos. Además, el inversor presenta la opción de controlar

permanentemente el aislamiento avisando y dejando de funcionar en caso de que el aislamiento presentara un fallo.

La protección frente a cortocircuitos y sobrecargas se asegura a la vez mediante el uso de fusibles gPV diseñados para aplicaciones fotovoltaicas y que protegen simultáneamente de estos dos fallos. Se elegirá un fusible de entre los disponibles de la marca Eaton [10]. Para seleccionar el fusible correcto debe cumplir las siguientes condiciones:

$$I_{max} \leq I_{fusible}$$

Fig 22. Condición que se debe cumplir para proteger contra cortocircuitos.

$$I_{diseño\ línea} \leq I_{asignada\ dispositivo} \leq I_{admisible\ línea}$$

$$1,6 * I_{asignada\ dispositivo} \leq 1,45 * I_{admisible\ línea}$$

Fig 23. Condiciones que se deben cumplir para proteger contra sobrecargas.

Para las líneas que van desde los paneles hasta las cajas de conexión tenemos tres secciones distintas, cada una de ellas con su propia intensidad admisible, por lo que obtendremos tres intensidades asignadas al dispositivo de protección distintas. La (Fig 23) nos daría el límite superior de intensidad que podría tener el fusible seleccionado. Por otra parte, el límite inferior se obtiene de la (Fig 22) teniendo en cuenta que la intensidad del fusible tiene que ser mayor que la máxima que circula por el conductor y que se obtiene de los datos de los paneles fotovoltaicos aplicándole el aumento por temperatura. Es decir, la corriente de cortocircuito de los paneles aplicándole el aumento por temperatura.

Los rangos permitidos, al utilizar la corriente admisible minorada final de los cables de las líneas (Fig 20) y los datos de los paneles solares [2], son los siguientes:

Sección (mm ²)	Límite inferior (A)	Límite superior (A)
6	9,21	57,09
10	9,21	78,30
16	9,21	107,66

Fig 24. Tabla con los límites de intensidad para los fusibles de las líneas que van desde los paneles hasta las cajas de conexión. Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta estos rangos de intensidad entre los que tiene que estar el fusible elegido, se escogerá el fusible PV-20A14LF [10] diseñado para soportar una corriente de 20 A y una tensión de 1500 V en corriente continua. Este fusible se utilizará en todas las líneas independientemente de la sección ya que está dentro del rango permitido para todas.

Para los fusibles encargados de proteger las líneas que van desde las cajas de conexión hasta el inversor el procedimiento a seguir es el mismo con la única diferencia que en estas líneas todas las secciones son iguales por lo que se obtendrá un único rango de intensidades.

El rango admisible para estas líneas utilizando los valores de corriente admisible minorada de la (Fig 21) y los paneles solares [2] es el siguiente:

Sección (mm ²)	Límite inferior (A)	Límite superior (A)
70,00	138,15	243,78

Fig 25. Tabla con los valores de los límites de intensidad para los fusibles de las líneas que van desde las cajas de conexión hasta el inversor. Fuente: Elaboración propia.

El fusible elegido es el modelo PV-200A-2XL-15 [10] que soporta 200 A, por lo que está dentro del rango de intensidades admisibles, además de una tensión de 1500 V en corriente continua.

Como una medida de protección adicional, se instalarán interruptores-seccionadores de corriente continua en las líneas que unen las cajas de conexión con el inversor. Estos elementos también funcionarán como punto de desconexión en caso de que sea necesario realizar tareas de mantenimiento en alguno de los sub-campos de la instalación.

El interruptor-seccionador seleccionado debe de tener un voltaje de aislamiento alrededor de un 10% superior a la tensión en circuito abierto de los paneles y una corriente de operación mayor a la que va a circular por el cable normalmente. Teniendo en cuenta esto el modelo seleccionado es el OTDC200EV22 de la marca ABB [1] ya que presenta una tensión de aislamiento de 1500 V en corriente continua y una corriente de operación de 200 A (superiores a los 165 A que circulan por las líneas que unen las cajas de conexión con el inversor).

En un generador fotovoltaico se pueden crear sobretensiones debido principalmente a impactos directos de rayos o efectos atmosféricos. Además, tal y como muestra la Guía-BT-23, en la zona donde se encuentra la instalación se producen más de 25 días de tormentas al año por lo que la probabilidad de que se creen estas sobretensiones es mayor que en otras zonas del país. La propia Guía-BT-23 también establece que es recomendable el uso de protecciones frente a sobretensiones en instalaciones fotovoltaicas [26].

Los parámetros más significativos de los dispositivos contra sobretensiones son los siguientes:

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta - Alta	Media - Alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja - Media	Media - Alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas	

Fig 26. Tabla que indica los parámetros más significativos de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias. Fuente: Guía-BT-23 [26].

Los dispositivos a instalar serán de tipo 1+2 en el origen de la instalación, es decir, tras los paneles fotovoltaicos mientras que de tipo 2 en la entrada del inversor. El tipo 1 presenta una capacidad de absorción de energía muy alta mientras que para el tipo 2 esta capacidad es media por lo que el tipo 1 protegerá mejor ante impactos directos de rayos y así el inversor puede ser protegido únicamente con una protección de tipo 2.

Para seleccionar los descargadores de tensión a utilizar se deben tener en cuenta los siguientes factores: nivel de protección (U_p), tensión máxima de servicio permanente (U_c), corriente nominal de descarga (I_n) y corriente de impulso (I_{imp}). Los límites según la Guía-BT-23 [26] son los siguientes:

- El nivel de protección debe de ser inferior al que le corresponde según la categoría de los elementos a proteger. En las instalaciones fotovoltaicas estos elementos son de categoría 3 por lo que el nivel de protección, teniendo en cuenta la tensión a la que va a estar sometido continuamente, debe de ser menor de 6 kV.
- La tensión máxima de servicio permanente debe de ser superior al valor nominal que producen los paneles fotovoltaicos aplicando el efecto de temperatura, por lo que deberá de ser mayor a 1.188 V.
- La corriente nominal de descarga caracteriza los elementos de protección de tipo 2 y no debe de ser inferior, según la forma de onda 8/20 μ s, a 5 kA.
- La corriente de impulso caracteriza a los elementos de protección de tipo 1 y no debe de ser inferior a 12,5 kA utilizando la forma de onda 10/350 μ s.

Teniendo en cuenta estos límites se han seleccionado dos descargadores de tensión de la marca DEHN. El modelo DEHNcombo YPV SCI 1500 FM, que cumple con las limitaciones al presentar una tensión máxima de 1500 V, una corriente de descarga de 12,5 kA y un nivel de protección de 3,75 kV, se utilizará en el inicio de la instalación al ser de tipo 1 + 2. El modelo DEHNguard M YPV 1500 FM se utilizará antes del inversor por ser de tipo 2 y además cumplir con las especificaciones con una tensión máxima de 1500 V, una corriente nominal de descarga de 10 kA y un nivel de protección menor o igual a 5 kV [6].

La instalación presenta, en función del tipo de conexiones a tierra, una configuración IT. Es decir, según lo establecido en la ITC-BT-08 [22] y la ITC-BT-24 [23], ningún punto de la alimentación está conectado directamente a tierra mientras que las masas sí que lo están. Presentará una red equipotencial con toma de tierra para dar seguridad al personal que se encuentre en la instalación y, además, establecer una buena conexión con tierra para conseguir una buena actuación y fiabilidad de los dispositivos de protección.

La instalación de puesta a tierra estará formada por los conductores de protección que unen las masas de los distintos elementos (marcos de los paneles fotovoltaicos, elementos de protección, ...) con la línea principal de tierra y por los electrodos artificiales que constituyen la toma de tierra.

La sección de los conductores de protección viene dada en la siguiente tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Fig 27. Tabla para la selección de las secciones de los conductores de protección en función de la sección de los conductores de fase de la instalación. Fuente: ITC-BT-18 [21].

Los conductores activos con mayor sección de la instalación son los que van desde las cajas de conexión hasta el inversor y su área es de 70 mm^2 por lo que la sección de los conductores de protección debe de ser, según lo establecido en la tabla anterior, de 35 mm^2 . Asimismo, estos cables serán del mismo tipo que los conductores activos y la unión con los distintos elementos a proteger será realizada en los puntos que estos elementos tienen destinado para ello.

En la instalación existirán dos tomas de tierra independientes debido a la gran distancia entre ellas. Una estará situada bajo las cajas de conexión mientras que la otra estará bajo la zona del inversor. Para estas tomas se usarán picas verticales de cobre de 2 metros de longitud y 14 mm de diámetro. El número de picas (directamente relacionado con la resistencia a tierra) a utilizar se deberá dimensionar para evitar que aparezcan tensiones de contacto peligrosas, es decir no mayores de 24 V ya que es un lugar húmedo al estar próximo a un embalse. Esta resistencia entonces vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R \leq \frac{24}{I}$$

Fig 28. Inecuación para la obtención de la resistencia a tierra.

Siendo R la resistencia a tierra e I la sensibilidad del interruptor diferencial que se debería colocar que se considerará de 300 mA. Por lo que esta resistencia a tierra debe de ser menor que 80 Ω .

La resistencia de tierra va a depender en gran medida de las condiciones del terreno en el que se vaya a establecer la instalación y del tipo de electrodo elegido. De forma que, según la Tabla 4 de la ITC-BT-18, la resistividad del terreno será de media 500 $\Omega \cdot m$ ya que hace referencia a terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes. La fórmula de la Tabla 5 de la ITC-BT-18 [21] que permite conocer la resistencia a tierra de una pica vertical es:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Fig 29. Ecuación para la obtención de la resistencia a tierra de una pica vertical.

Siendo R la resistencia a tierra en Ω , ρ la resistividad del terreno en $\Omega \cdot m$ y L la longitud de la pica en metros.

Las picas estarán conectadas en paralelo por lo que, al tener todas la misma resistencia a tierra, la resistencia equivalente será la resistencia de una pica dividida por el número de picas a instalar. Queremos obtener una resistencia equivalente menor de 80 Ω , por lo tanto utilizando 4 picas ya obtenemos una resistencia de 62,5 Ω .

Para ambas tomas de tierra se utilizarán 4 picas instaladas formando un cuadrado con una separación mínima entre ellas igual al doble de su longitud, es decir una distancia mínima de 4 metros. Además, se introducirán en el terreno con una profundidad de 50 cm. Todo ello de acuerdo a lo establecido en la Guía-BT-18 [21].

5. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

El objetivo de esta instalación fotovoltaica flotante es suplir con energía solar los consumos eléctricos de una estación de bombeo para unos cultivos. Por lo que el proyecto es bueno si a los agricultores les favorece económicamente. Por ello se va a realizar un sencillo estudio gracias al cual podremos observar si la producción eléctrica mediante la instalación fotovoltaica ahorra dinero.

Las facturas de consumo eléctrico se dividen en seis periodos (P1 a P6) que depende del mes y de la hora del día se hace uso de un periodo u otro. Además, cada uno de ellos tiene un precio diferente y siendo P1 aquel con un precio mayor. Por esta razón, el interés de los agricultores es eliminar los consumos producidos en este periodo con un precio mayor.

El procedimiento a realizar consistirá en conocer la producción de la instalación fotovoltaica en las diferentes horas del día y en cada mes para conocer la producción por periodo. Una vez conocida esta producción se podrá comparar con el consumo por periodo de la estación de bombeo.

Mediante la aplicación PVGIS, si se incluye la potencia pico de la instalación (2.770 kWp, en nuestro caso), se puede conocer la producción por horas de la planta fotovoltaica. Posteriormente, analizando a que periodo corresponde cada hora del día se puede construir la siguiente tabla con datos del año 2016:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	1-15 Junio	15-30 Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
P1	63,235	101,272	0	0	0	0	153,09	327	0	0	0	0	54,7
P2	69,152	125,988	0	0	0	0	67,499	126	0	0	0	0	65,3
P3	0	0	26,024	0	0	154,75	0	0	0	257	0	16,4	0
P4	0	0	261,17	0	0	61,841	0	0	0	85	0	145	0
P5	0	0	0	354	412,34	0	0	0	0	0	271	0	0
P6	0	0,050	4,531	15,1	25,363	15,759	16,499	27	516,829	10,6	5,01	146	0

Fig 30. Tabla de producción de la instalación fotovoltaica en función del periodo y del mes en MWh. Fuente: PVGIS y elaboración propia.

Anteriormente en la (Fig 11) se han establecido los consumos totales por mes de la estación de bombeo pero en las facturas proporcionadas también podemos ver el desglose de los consumos por periodo en cada mes, lo cual es necesario para poder realizar la comparación con la producción. Los datos se muestran en la siguiente tabla:

	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
P1	3,724	3,18	0	0	0	8,685	56,761	0	0	0	0	1,498
P2	6,649	5,05	0	0	0	34,258	131,21	0	0	0	0	2,467
P3	0	0	6,528	0	0	0,833	0	0	2,207	0	1,545	0
P4	0	0	11,35	0	0	13,021	0	0	96,940	0	2,559	0
P5	0	0	0	17,8	50	0	0	0	0	17,30	0	0
P6	5,058	20,6	6	21,81	50	165,26	289,56	515,88	184,30	17,47	5,158	5,302

Fig 31. Consumos de la estación de bombeo por periodo y por mes en MWh. Fuente: Facturas proporcionadas por la Comunidad de Regantes de Bárdenas.

Una vez conocidos tanto la producción como los consumos, podemos conocer en que periodos existirá un exceso o falta de energía. Esto podemos verlo en la siguiente tabla:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
P1	59,51	98,09	0	0	0	144,4	269,98	0	0	0	0	53,17
P2	62,5	120,94	0	0	0	33,24	-5,42	0	0	0	0	62,85
P3	0	0	19,5	0	0	153,91	0	0	255,11	0	14,89	0
P4	0	0	249,82	0	0	48,82	0	0	-11,95	0	142,6	0
P5	0	0	0	336,56	362,34	0	0	0	0	253,88	0	0
P6	-5,06	-20,54	-62,47	-6,69	-24,64	-133	-262,56	0,95	-173,72	-12,46	-5,01	-5,3
TOTAL	116,96	198,50	206,85	329,87	337,71	247,38	2	0,95	69,43	241,42	152,48	110,72

Fig 32. Diferencias entre la producción y el consumo por periodo y mes en MWh. Fuente: Elaboración propia.

Al ser una tabla de diferencias, las celdas con un número positivo indican que existe un exceso en la producción mientras que aquellas con un valor negativo presentan un consumo mayor a la producción. Cabe destacar que estos datos son los totales para el mes, es decir, para un día puntual es posible que celdas con valores positivos exista un consumo mayor y viceversa.

Es claramente observable que el objetivo económico de evitar tener consumos en el periodo P1 (el más caro) está cumplido ya que todas las celdas asociadas a ese periodo son positivas o cero. El hecho de que existan celdas con valor cero se debe a que no se utilizan todos los periodos en todos los meses.

El objetivo principal también se cumple ya que el valor total de cada mes es positivo, por lo que se conseguiría que la instalación fotovoltaica proporcionara la energía suficiente a la estación de bombeo incluso en el mes peor (Agosto).

6. CONCLUSIONES

Una vez realizado un análisis de todo el documento, se recoge en este apartado una serie de puntos relacionados con cada capítulo del proyecto.

Respecto al estudio del arte, se han incluido las distintas técnicas utilizadas en los sistemas para conseguir la flotación de los paneles solares desde el momento en el que apareció esta nueva forma de aprovechamiento de la energía fotovoltaica hasta el momento actual. Cabe destacar que al ser una técnica relativamente nueva y en desarrollo, sería recomendable realizar un nuevo estudio del arte en el caso de futuros proyectos relacionados con el tema de la fotovoltaica flotante. Así mismo, no se ha incluido en el estudio una lista de las mayores plantas fotovoltaicas flotantes del mundo (la mayoría en el continente asiático) ya que el objetivo era únicamente conocer la forma de conseguir la flotabilidad de una instalación desde el inicio de esta técnica hasta la actualidad.

La ubicación seleccionada es el embalse de San Bartolomé, la gran masa de agua más cercana a los cultivos que se quieren alimentar con la instalación. Se elige esta ubicación ya que la instalación al completo es demasiado grande como para instalarla en la balsa de riego de los propios cultivos. Podría ser interesante analizar la viabilidad de realizar la instalación dividida en dos partes, una en la balsa de riego mientras que la otra en el embalse.

El sistema de flotación que se utiliza es el Hydrelío® de la empresa Ciel et Terre con un ángulo de inclinación de 12°. Este sistema se ha utilizado en numerosas grandes plantas fotovoltaicas flotantes del mundo, lo que asegura una buena calidad por lo que es la mejor opción para este uso. Podría ser recomendable buscar un sistema que cumpla con los requisitos y, además, ofrezca un ángulo de inclinación mayor para aumentar la radiación captada por los paneles para, de esta forma, poder disminuir las dimensiones de la instalación.

Respecto a la obtención de la potencia total de la instalación, se ha usado un coeficiente sobredimensionador de 1,2 para tener en cuenta las pérdidas existentes. Como mejora del trabajo realizado podrían calcularse estas pérdidas de una forma más exacta para tener un valor de la potencia necesaria más realista.

Se utilizan un total de 8400 paneles solares policristalinos de la empresa Atersa y fabricados en España, lo que reduce los costes de transporte al no tener que traerlos del extranjero.

El inversor seleccionado es el Sunny Central 2500-EV de la marca SMA. Se podría valorar la opción de utilizar más de un inversor en vez de usar un único inversor central para toda la planta. La inversión inicial sería mayor pero quizá se amortizaría rápido debido a la mejor eficiencia de la instalación.

Se han seleccionado protecciones de distintas marcas, lo que quizá es algo no recomendable, para dar prioridad a los elementos diseñados específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. Las protecciones están diseñadas para una tensión algo mayor a la que estaría sometida de forma permanente la instalación debido a la dificultad de encontrar elementos para el nivel de tensión exacto y que, además, sea diseñada explícitamente para aplicación fotovoltaica.

Como mejora y ampliación del proyecto se podría añadir la dimensionalización de la parte de corriente alterna de la instalación (tanto cables y protecciones como el transformador elevador necesario para conectarse a la red eléctrica española) así como un análisis de la viabilidad económica de la instalación.

7. ANEXO I: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

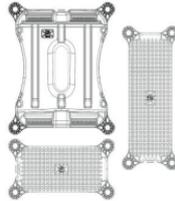
7.1 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE FLOTACIÓN

Hydrelío® Technology Product Line

Modular and scalable to offer flexible designs, the Hydrelío® product range is available in 3 options specifically developed in accordance with market needs.

HYDRELIO® CLASSIC

- The standard version:
- Standard tilt of 12°, directly integrated into the main float by the blow-molding process.
 - Adapted to very complex pond shapes.
 - Easy operation and maintenance.
 - Modified fixing systems available allowing for 15° and 22° tilt options.
 - Compatible with comfort, eco and dual-orientation configurations*.



Certifications & Performances Tested & Proven System

To offer you the best experience with a long-lasting solution, our entire product range is qualified through technical tests for the reliability, performance and lifetime of your floating PV project. Hydrelío® technology comes standard with a 5-year warranty with the option to extend up to 20 years ensuring you a safe and bankable investment.

Tests:	Results:
Wind Resistance	Hydrelío® Classic withstands winds up to 210 km/h (130 mph)
Waves and Water Current Resistance	Resistant to waves up to 1 meter* and to a water velocity up to 1 m/s* (*more under certain conditions)
Floatability	Hydrelío® Classic withstands a snow load of 70 daN/m*
UV Resistance	Resistant to UV corrosion for 20 years
Drinking Water Compliance	Suitable for contact with water intended for human consumption. Tested BS 6920:2000 drinking water compliant
Temperature Resistance	Resistant to temperatures between -10° and 50°

7.2 CARACTERÍSTICAS DEL PANEL SOLAR

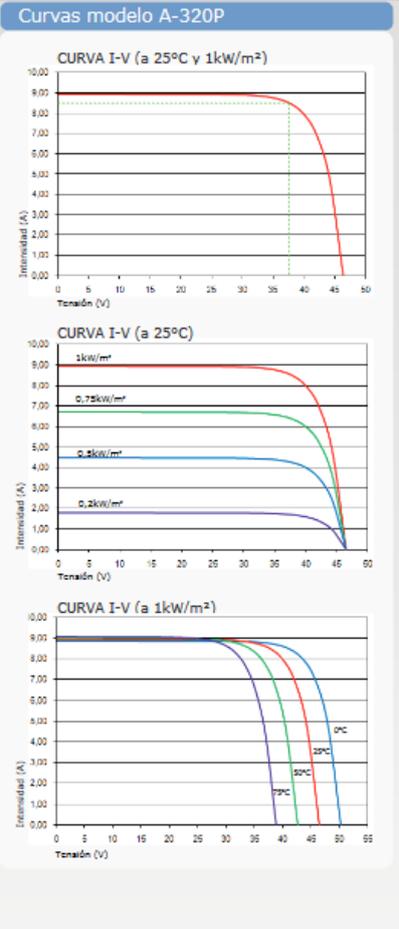
Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
	A-320P	A-325P	A-330P
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W	325 W	330 W
Eficiencia del módulo	16,45%	16,71%	16,96%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,51 A	8,58 A	8,65 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,61 V	37,88 V	38,15 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,93 A	8,98 A	9,05 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,49 V	46,68 V	46,85 V

Parámetros térmicos	
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas	
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
area (m ²)	1,95
Tipo de célula (± 1 mm.)	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3,2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1200 mm
Conectores	TYCO PV4

Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).



7.3 CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR

Datos técnicos	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Entrada (CC)			
Rango de tensión del MPP V_{CC} (a 25 °C / a 35 °C / a 50 °C)	850 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V a 1425 V / 1200 V / 1200 V
Tensión de entrada mín. $V_{CC\ min}$ / tensión de arranque $V_{CC\ arranque}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Tensión de entrada máx. $V_{CC\ máx}$	1500 V	1500 V	1500 V
Corriente de entrada máx. $I_{CC\ máx}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Corriente de cortocircuito máx.	6400 A	6400 A	6400 A
Número de entradas de CC	24 protegidas por dos polos (32 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas		
Número de entradas de CC con la opción de sistema de almacenamiento acoplado de CC	18 protegidas por dos polos (32 protegidas por un polo) para entradas fotovoltaicas y 6 protegidas por dos polos para baterías		
Número máx. de cables de CC por entrada de CC (para cada polaridad)	2 x 800 km ² , 2 x 400 mm ²		
Monitorización de zona integrada	=		
Tamños de fusible de CC disponibles (por entrada)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Salida (CA)			
Potencia nominal de CA con $\cos \phi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Potencia nominal de CA con $\cos \phi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	2000 kW / 1880 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Corriente nominal de CA $I_{CA\ nom}$ - Corriente máx. de salida $I_{CA\ máx}$	2624 A	2666 A	2666 A
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal	< 3 % a potencia nominal
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA ⁽¹⁾	550 V / 440 V a 660 V	600 V / 480 V a 720 V	655 V / 524 V a 721 V ⁽¹⁾
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/47 Hz a 53 Hz 60 Hz/57 Hz a 63 Hz	
Relación mín. de cortocircuito en los bornes de CA ⁽²⁾		> 2	
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable ⁽³⁾⁽¹⁾		<ul style="list-style-type: none"> ■ 1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo □ 1 / 0,0 inductivo a 0,0 capacitivo 	
Rendimiento			
Rendimiento máx. ⁽⁴⁾ /rendimiento europeo ⁽⁵⁾ /rendimiento californiano ⁽⁶⁾	98,6 % / 98,3 % / 98,0 %	98,7 % / 98,5 % / 98,5 %	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada	Interruptor/seccionador de CC		
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA		
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión, tipo I & II		
Protección contra sobretensión de CA (opcional)	Descargador de sobretensión, clase I & II		
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III		
Monitorización de falla a tierra/de falla a tierra por control remoto	= / =		
Monitorización de aislamiento	=		
Tipo de protección: electrónica/conducto de aire/área de conexión (según IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	2780 / 2318 / 1588 mm (109,4 / 91,3 / 62,5 in)		
Peso	< 3400 kg / < 7496 lb		
Autoc consumo (máx. ⁽⁷⁾ / carga parcial ⁽⁸⁾ / promedio ⁽⁹⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Autoc consumo (en espera)	< 370 W		
Alimentación auxiliar interna	Transformador integrado de 8,4 kVA		
Rango de temperatura de servicio ⁽⁸⁾	-25 °C a 60 °C / -13 °F a 140 °F		
Emisiones de ruido ⁽⁷⁾	67,8 dB(A)		
Rango de temperatura (en espera)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F		
Rango de temperatura (almacenamiento)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F		
Valor máximo permitido para la humedad relativa (con condensación/sin cond.)	95 % a 100 % (2 meses/año) / 0 % a 95 %		
Altitud de funcionamiento máxima sobre el nivel del mar ⁽¹⁰⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹²⁾	■ / = / -		
Consumo de aire fresco	6500 m ³ /h		
Equipamiento			
Conexión de CC	Terminal de cable en cada entrada (sin fusible)		
Conexión de CA	Con sistema de barra (tres barras colectoras, una por cada conductor de fase)		
Comunicación	Ethernet, maestro Modbus, esclavo Modbus		
Comunicación del SMA String-Monitor (medio de transmisión)	Modbus TCP / ethernet (línea óptica MM, Cat5)		
Color de la carcasa/del techo	RAL 9016 / RAL 7004		
Transformador de alimentación para equipos consumidores externos	= (2,5 kVA)		
Cumple con las normas y directivas	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, A-norm du 23/04/08		
Normas CEM	EN55011:2017, IEC/EN 61000-6-2, FCC Part 15 Class A		
Cumple con las normas y directivas de calidad	VDI/VDE 2862 página 2, DIN EN ISO 9001		
■ De serie □ Opcional - No disponible			
Modelo comercial	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

7.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS CAJAS DE CONEXIÓN

Datos técnicos	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
Entrada (CC)			
Tensión asignada	1500 V	1500 V	1500 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m ... 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por 100 m 3001 m ... 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por 100 m		
Número de entradas de string/Portafusibles por polo	16	24	32
Corriente asignada	17,2 A	13,75 A	10,31 A
Tipo de fusible*	10,3 x 85 - 1500 V CC - gPV		
Conexión de string	Conexión al portafusibles		
Área estanca del racor atornillado para cables	5 mm a 8 mm		
Salida (CC)			
Corriente asignada	275 A	330 A	330 A
Derrateo de temperatura (corriente asignada)	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 1% por K		
Interruptor de CC (interruptor-seccionador)	400 A/1500 V	400 A/1500 V	400 A/1500 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2, In = 15 kA; Imáx. = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)		
Número de salidas de CC	1	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm ² a 400 mm ²		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm
Carcasa/Parámetros ambientales			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Poliéster reforzado con fibra de vidrio/Resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	550/650/260 mm (21,65/25,59/10,24 inch)		590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)
Peso máx.	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural		
Temperatura ambiente durante el funcionamiento/durante el almacenamiento	-25 °C a +60 °C/-40 °C a +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% a 95%, sin condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
Estándares			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Necesario accesorio			

7.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES

exZhellent SOLAR

ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

PANELES FOTOVOLTAICOS

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC



EXZHELLENT SOLAR ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

Conductor: Cobre estañado clase 5 para servicio móvil [-F]
 Aislamiento: Elastómero termoestable libre de halógenos [Z]
 Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos [Z]
 Norma: TÜV 2 Plg 1169/00.2007



Ecológico

SERVICIO MÓVIL
















Código	Sección	Color	Diámetro exterior	Peso	Espesor Mín. Carcasa	Resist. Máx. del conductor a 20°C	Intensidad al Aire (I) ⁽¹⁾	Caida de tensión en DC
	mm ²	(*)	mm	kg/km	mm	Ω/km	A	V/kV.km
1614106	1x1,5	■ ■	4,3	35	18	13,7	30	38,17
1614107	1x2,5	■ ■	5,0	50	20	8,21	41	22,87
1614108	1x4	■ ■	5,6	65	23	5,09	55	14,18
1614109	1x6	■ ■	6,3	85	26	3,39	70	9,445
1614110	1x10	■ ■	7,9	140	32	1,95	94	5,430
1614111	1x16	■ ■	8,8	200	35	1,24	132	3,455
1614112	1x25	■ ■	10,5	295	42	0,795	174	2,215
1614113	1x35	■ ■	11,8	395	47	0,565	218	1,574

Disponibilidad bajo pedido hasta 1x200 mm²

(*) Posibilidad de suministrar con cubierta ■

(1) Al aire, a 60 °C. Según norma TÜV 2 Plg 1169/00.2007

exZhelent SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

HUERTAS SOLARES

TENSIÓN 1,8 kV DC - 0,6 / 1 kV AC

QC EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

LA MEJOR PROTECCIÓN MECÁNICA DURANTE EL TENDIDO,
LA INSTALACIÓN Y EL SERVICIO

EXZHELLENT SOLAR XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC

- Conductor: Cobre Clase 5 para servicio fijo (I-k)
- Aislamiento: Polietileno Reticulado XLPE (X)
- Acieno de Armadura: Poliolefina libre de halógenos (Z1)
- Armadura: Fleje corrugado de AL (FA3)
- Cubierta: Elastómero termoestable libre de halógenos (Z). Color Negro
- Norma: AENOR EA 0038



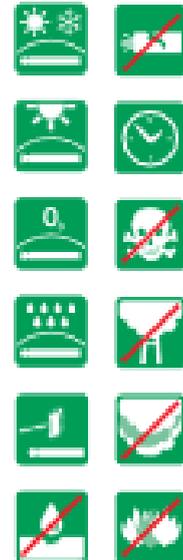
Ecológico



Resistencia a la acción de los roedores.



SERVICIO FIJO



Código	Sección	Diámetro exterior	Peso	Radio Mín. Curvatura	Inercia al Aire P1	Inercia al Enterrado P1	Carga soportable en DC
	mm²	mm²	kg/km	mm²	Δ	Δ	N/A.km
1418110	1x10	12,0	230	120	80	77	4,87
1418111	1x14	13,0	290	130	107	100	3,09
1418112	1x25	14,8	405	150	140	128	1,99
1418113	1x35	15,9	510	160	174	154	1,41
1418114	1x50	17,5	665	175	210	180	0,984
1418115	1x70	19,8	895	200	269	224	0,694
1418116	1x95	21,4	1.135	220	327	265	0,525
1418117	1x120	23,4	1.390	240	380	302	0,411
1418118	1x150	25,6	1.695	260	438	342	0,329
1418119	1x185	27,5	2.010	275	500	383	0,270
1418120	1x240	30,8	2.615	310	590	442	0,204
1418121	1x300	34,4	3.245	345	699	500	0,163

(1) Al aire a 40°C según UNE 20440-5-523 Tabla A.52-1 bic Método F, 2 conductores cargados

(2) Enterrado, 20°C, 0,7 m de profundidad, 1,5 kN/m según UNE 20440-5-523 Tabla A.52-2 bic Método D

7.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES

Cartuchos fusible fotovoltaicos de 14 x 65 mm, de 15 a 32 A, 1300/1500 V CC, serie PV-A14L

Descripción

Una gama de cartuchos fusible de 14 x 65 mm diseñados específicamente para la protección y el aislamiento de cadenas fotovoltaicas. Estos cartuchos fusibles pueden interrumpir las sobrecorrientes bajas asociadas con sistemas fotovoltaicos en fallo (corriente inversa, fallo de multimatriz).



Símbolo del catálogo

Cilíndrico
PV-(régimen de amperios)
A14LF

Cilíndrico con etiquetas
PV-(régimen de amperios)
A14L-T

Cilíndrico con fijaciones de 10 mm: PV-(régimen de amperios)A14LF10F

Clase de funcionamiento

gPV

Tamaño del fusible

14 x 65 mm

Normas / Aprobaciones

IEC 60269-6, UL 2579

(Número de referencia
E335324)

Compatible con RoHS,
CCC pendiente

Envasado

CMP: 10

Embalaje 100% reciclable.

Detos técnicos

Tensión	1300 V CC IEC/UL (25 y 32 A) 1500 V CC IEC/UL (15 y 20 A)
Corriente	15-32 A
Capacidad de corte nominal	10 kA
Régimen de interrupción mín.	2 x I_n
Coordinación de fusible fotovoltaico con	Celdas de película fina y celdas de silicón cristalino de 4", 5" y 6"
Constante de tiempo	1-3 ms

Accesorios

Clips de fusible: 5592-01 para -LF
5960-07/5960-09 para -10F

Número de referencia			Corriente (A)	Tensión (V CC)	Integrales de energía I ² t (A ² s)		Pérdida de vatios (W)	
Cilíndrico	Cilíndrico con etiquetas	Cilíndrico con fijaciones de 10 mm			Prearco	Total en la tensión nominal	0,8 I _n	I _n
PV-15A14F	PV-15A14L-T	PV-15A14LF10F	15	1500	14	160	3,2	5,8
PV-20A14F	PV-20A14L-T	PV-20A14LF10F	20		34	400	3,6	6,5
PV-25A14F	PV-25A14L-T	PV-25A14LF10F	25	1300	65	550	4,1	7,5
PV-32A14F	PV-32A14L-T	PV-32A14LF10F	32		105	900	5,7	10,4

Cartuchos fusible fotovoltaicos de estilo XL, de 50 a 600 A, 1000/1500 V CC, serie PV-XL

Descripción

Una serie de cartuchos fusibles de paquete XL diseñada específicamente para proteger y aislar desconexiones y combinadores de matrices fotovoltaicas. Estos cartuchos fusibles pueden interrumpir las sobrecorrientes bajas asociadas con sistemas fotovoltaicos en fallo (corriente inversa, fallo de multimatriz).

Símbolo del catálogo

- PV-(régimen de amperios)A(tamaño)XL (1000 V CC con hoja)
- PV-(régimen de amperios)A(tamaño)XL-B (1000 V CC con perno)
- PV-(régimen de amperios)A(tamaño)XL-15 (1500 V CC con hoja)
- PV-(régimen de amperios)A(tamaño)XL-B-15 (1500 V CC Con perno)

Clase de funcionamiento

gPV

Tamaño de fusible

01XL, 1XL, 2XL y 3L

Normas / Aprobaciones

IEC 60269-6, UL 2579

(número de archivo E335324)

Compatible con RoHS, CCC y CSA pendiente

Envasado

CMP: 1

Embalaje 100% reciclable.



Datos técnicos

Capacidad de corte nominal/ tensión	1000 V CC	Tamaño 01 y 3	50 kA
		1500 V CC	Tamaños 1 y 2
Corriente	50 - 600 A		
Régimen de interrupción mín.	2 x I _n		
Constante de tiempo	1-3 ms		

Bases de fusibles de polo único recomendadas

- SB1XL-S (adecuado para 01 y 1XL)
- SB2XL-S (adecuado para 2XL)
- SB3L-S (adecuado para 3L).

Ficha de producto 720146



SB_XL-S

Microinterruptores opcionales

Para cartuchos fusibles con hoja:

- 170H0235 o 170H0237 para 01XL
- 170H0236 o 170H0238 para 1XL, 2XL y 3L

Para cartuchos fusible con perno:

- 170H0069 para todos los tamaños.



170H0236



170H0069

Datos técnicos - 1500 V CC

Número de referencia		Tamaño del cuerpo	Corriente (A)	Tensión (V CC)	Integridad de energía Pt (A ² s)		Pérdida de vatios (W)	
Versión con hoja	Versión con perno				Prearco	Total a 1500 V CC	0,8 I _n	I _n
PV-50A-01XL-15	PV-50A-01XL-B-15	01	50	1500 (IEC/UL)	175	1000	14	25
PV-63A-01XL-15	PV-63A-01XL-B-15		63		362	2250	15	26
PV-80A-01XL-15	PV-80A-01XL-B-15		80		565	3300	19	35
PV-100A-01XL-15	PV-100A-01XL-B-15		100		1100	6600	22	40
PV-125A-01XL-15	PV-125A-01XL-B-15		125		2200	10 500	24	44
PV-160A-01XL-12	PV-160A-01XL-B-12	1	160	1200 (IEC/UL)	5000	24 000 ¹	26	52
PV-100A-1XL-15	PV-100A-1XL-B-15		100		1250	6000	24	43
PV-125A-1XL-15	PV-125A-1XL-B-15		125		1950	9360	25	52
PV-160A-1XL-15	PV-160A-1XL-B-15		160		4350	20 880	26	54
PV-200A-1XL-15	PV-200A-1XL-B-15		200		9400	45 120	31	60
PV-125A-2XL-15	PV-125A-2XL-B-15	2	125	1500 (IEC/UL)	2200	15 000	25	44
PV-160A-2XL-15	PV-160A-2XL-B-15		160		5000	32 000	29	48
PV-200A-2XL-15	PV-200A-2XL-B-15		200		8800	51 000	32	57
PV-250A-2XL-15	PV-250A-2XL-B-15		250		15 600	85 000	40	70
PV-250A-3L-15	PV-250A-3L-B-15		250		22 300	92 000	32	50
PV-315A-3L-15	PV-315A-3L-B-15	3	315		38 000	160 000	36	66
PV-355A-3L-15	PV-355A-3L-B-15		355		44 500	184 000	44	80
PV-400A-3L-15	PV-400A-3L-B-15		400		58 000	240 000	48	91

7.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS DESCARGADORES DE TENSIÓN

DEHNCombo

Descargador combinado para aplicación en sistemas fotovoltaicos

- Descargador combinado contra rayos y sobretensiones precableado tipo 1 y tipo 2 para aplicación en circuitos de generación fotovoltaica
- Dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito con aislamiento eléctrico seguro (tecnología SCI patentada)
- Circuito Y probado, que evita los posibles daños en el dispositivo de protección contra sobretensiones, en caso de fallos de aislamiento en el circuito del generador
- Optimización del espacio de la carcasa con un ancho de solo 4 módulos para tensiones hasta 1500 V d.c.
- Probado según EN 50539-11
- Utilizable en todos los sistemas PV según IEC 60364-7-712
- Indicación del estado de funcionamiento mediante cambio de color en la ventana de inspección



Para la protección de inversores fotovoltaicos contra sobretensiones e incluso impactos directos de rayo. Para su utilización según IEC 60364-7-712: „Instalación en sistemas de alimentación fotovoltaicos“.

DEHNCombo YPV SCI 600: Descargador combinado bipolar de corriente de rayo y sobretensiones para aplicación en sistemas de generación fotovoltaica hasta 600 V d.c.

DEHNCombo YPV SCI 1000: Descargador combinado bipolar de corriente de rayo y sobretensiones para aplicación en sistemas de generación fotovoltaica hasta 1000 V d.c.

DEHNCombo YPV SCI 1500: Descargador combinado bipolar de corriente de rayo y sobretensiones para aplicación en sistemas de generación fotovoltaica hasta 1500 V d.c.

DEHNCombo YPV SCI ... FM: Con contacto de aviso para la señalización remota de fallos (contacto conmutado libre de potencial).

El descargador combinado DEHNCombo YPV SCI ... protege los equipos en los sistemas fotovoltaicos contra corrientes de rayo y sobretensiones.

Gracias a su capacidad de derivación de 6.25 kA (10/350 μ s) por polo, el DEHNCombo cumple las exigencias de la última versión de la normativa EN 50539-12 y el suplemento alemán 5 de DIN EN 62305-3.

Con un valor de corriente de cortocircuito de 1000 A, el DEHNCombo cumple con facilidad todas las exigencias aplicadas a descargadores de sobretensiones para sistemas fotovoltaicos pequeños, medianos y grandes. El DEHNCombo se puede utilizar en todo tipo de sistemas fotovoltaicos hasta 1000 A sin fusible previo adicional.

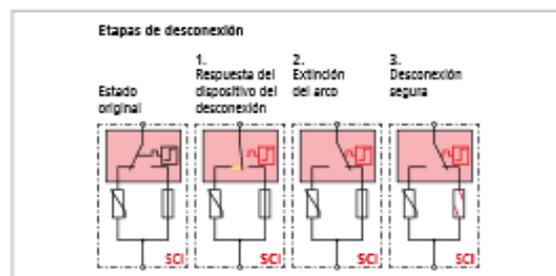
Gracias al diseño de su carcasa, adaptada específicamente a las necesidades de la instalación, incluso la versión para sistemas fotovoltaicos hasta 1500 V se puede utilizar sin necesidad de disposiciones especiales (por ejemplo, distancias de seguridad) permitiendo así un ahorro de espacio en la instalación.

La utilización en estos equipos de la tecnología SCI confiere a esos dispositivos una seguridad especial conforme con las exigencias de las modernas instalaciones fotovoltaicas. Los dispositivos están disponibles en las versiones para 600 V, 1000 V y 1500 V, cubriendo así los niveles de tensión más habituales.

El circuito en Y resistente a fallos de aislamiento y el dispositivo combinado de desconexión y cortocircuito garantizan la desconexión del descargador en modo seguro eliminando cualquier riesgo de incendio.

Se asegura de este modo el funcionamiento fiable de un sistema fotovoltaico en cualquier situación.

El bajo consumo propio de los dispositivos es también un aspecto importante cuando se utilizan en sistemas fotovoltaicos. Este requisito también se cumple mediante la indicación del estado de operativo / fallo, que proporciona información inmediata sobre el estado de funcionamiento del descargador, incluso sin corriente de servicio. Con su contacto libre de potencial, la señal remota se puede utilizar como contacto normalmente abierto o cerrado, según las particularidades de la instalación.



Dispositivo de desconexión en DC en tres etapas (tecnología SCI patentada)

DEHNCombo YPV SCI ... (FM)

Descargador combinado contra rayos y sobretensiones para aplicación en sistemas de generación fotovoltaica hasta 1500 V DC; con contacto de señalización a distancia libre de potencial.

Tipo DCB YPV SCI ...	600	600 FM	1000	1000 FM	1500	1500 FM
Art.-Nr.	900 060	900 065	900 061	900 066	900 062	900 067
DPS según EN 50539-11	Tipo 1 + Tipo 2	Tipo 1 + Tipo 2	Tipo 1 + Tipo 2	Tipo 1 + Tipo 2	Tipo 1 + Tipo 2	Tipo 1 + Tipo 2
Máx. tensión PV [DC+ -> DC-] (U_{cPV})	≤ 600 V	≤ 600 V	≤ 1000 V	≤ 1000 V	≤ 1500 V	≤ 1500 V
Resistencia a cortocircuito (I_{scPV})	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A
Corriente total de descarga (10/350 μ s) [DC+/DC- -> PE] (I_{total})	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA	12.5 kA
Corriente de impulso de rayo (10/350 μ s) [DC+ -> PE/DC- -> PE] (I_{imp})	6.25 kA	6.25 kA	6.25 kA	6.25 kA	6.25 kA	6.25 kA
Nivel de protección [(DC+/DC-) -> PE] (U_p)	1.75 kV	1.75 kV	2.5 kV	2.5 kV	3.75 kV	3.75 kV
Certificaciones	KEMA, UL	KEMA, UL	KEMA, UL	KEMA, UL	KEMA	KEMA
Contacto de señalización a distancia	—	contacto libre de potencial	—	contacto libre de potencial	—	contacto libre de potencial



DEHNguard modular YPV ... FM



Para la protección de instalaciones de baja tensión contra sobretensiones. Para su utilización según la IEC 60364-7-712: „Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)“.

Descargador multipolar para sistemas fotovoltaicos

- Unidad completa precableada para instalaciones fotovoltaicas, consistiendo en un elemento de base y módulos de protección enchufables
- El circuito Y con tres varistores de gran rendimiento evita daños a la protección contra sobretensiones en caso de fallos de aislamiento en el circuito del generador
- Comprobado según la EN 50539-11
- Gran seguridad de vigilancia gracias al dispositivo de separación „Thermo-Dynamic Control“
- Indicación de fallo mediante señalización roja en la ventana de inspección
- Para su utilización según la IEC 60364-7-712: „Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV)“

DEHNguard M YPV 1200 FM: Para instalaciones fotovoltaicas hasta 1170 V, con contacto de señalización remota para el dispositivo de vigilancia (contacto conmutado libre de potencial)

DEHNguard M YPV 1500 FM: Para instalaciones fotovoltaicas hasta 1500 V, con contacto de señalización remota para el dispositivo de vigilancia (contacto conmutado libre de potencial)

Los descargadores de sobretensiones modulares DEHNguard M YPV ... FM han sido desarrollados especialmente para la protección de equipos en instalaciones fotovoltaicas. Los equipos están disponibles en las versiones desde 1200 V hasta 1500 V.

La técnica de desbloqueo incorporada en los módulos de protección garantiza la inserción segura de los mismos en el elemento de base de modo que no se vea afectada por vibraciones que puedan tener origen en el transporte o como consecuencia de paso de la corriente cuando se produce e proceso de descarga a través del protector. Los módulos de protección pueden reemplazarse fácilmente sin necesidad de utilizar herramientas para ello. El botón de desbloqueo del módulo permite el reemplazo cómodo y seguro del mismo. Cada módulo, a su vez, tiene una codificación mecánica que evita la inserción del mismo en módulos que no le corresponden.

Además de la indicación visual estándar con ventanilla de inspección de color verde-rojo, las variantes del equipo DEHNguard modular YPV ... FM disponen de una borna de conexión tripolar para la señalización a distancia. Es un contacto conmutado libre de potencial que puede utilizarse como contacto normalmente abierto o como contacto normalmente cerrado según el diseño del circuito. Como todos los descargadores de la familia modular DEHNguard, los descargadores DEHNguard modular YPV ... FM también incluyen bornas de conexión multifunción en la distancia estandarizada de 1 módulo para conectar conductores y regletas de peine para la conexión con otros dispositivos de montaje en serie.

DEHNguard M YPV ... FM

Descargador de sobretensiones multipolar y modular para instalaciones fotovoltaicas con contacto de señalización remota para el dispositivo de vigilancia (contacto conmutado libre de potencial).

NEW



Tipo DG M YPV ...	1200 FM	1500 FM
Art.-Nr.	952 565	952 567
DPS según EN 50539-11	Tipo 2	Tipo 2
Máxima tensión PV (U_{CPV})	1170 V	1500 V
Resistencia a cortocircuitos (I_{SCPV})	10 kA	10 kA
Corriente nominal de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> PE] (I_n)	20 kA	15 kA
Corriente máxima de descarga (8/20 μ s) [(DC+/DC-) --> PE] (I_{max})	40 kA	40 kA
Nivel de protección (U_p)	≤ 4 kV	≤ 5 kV
Certificaciones	UL, KEMA	UL, KEMA
Contactos FM / Forma de los contactos	contacto conmutado	contacto conmutado

8. BIBLIOGRAFÍA.

1. ABB. (s.f.). *Características del interruptor-seccionador*. Obtenido de <https://new.abb.com/products/1SCA149081R1001/otdc200ev22-dc-switch-disconnector>
2. Atersa. (s.f.). *Características de los paneles solares gama ULTRA de Atersa*. Obtenido de <http://www.atersa.com/es/productos-servicios/modulos-fotovoltaicos/linea-ultra/>
3. Bayod Rújula, Á. A. (2009). *Sistemas fotovoltaicos*. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza.
4. *Boletín Oficial de Aragón*. (05 de Junio de 2015). Obtenido de Autorización para la mejora de la línea eléctrica aérea para el suministro del embalse de San Bartolomé: <http://www.boa.aragon.es/cgi-bin/EBOA/BRSCGI?CMD=VEROBJ&MLKOB=858523625858&type=pdf>
5. *Ciel et Terre*. (s.f.). Obtenido de <https://www.ciel-et-terre.net/>
6. DEHN. (s.f.). *Catálogo de protección contra sobretensiones*. Obtenido de <https://www.dehn.es/sites/default/files/media/files/Proteccion-contra-sobretensiones.pdf>
7. DEHN. (s.f.). *DEHN protege sistemas fotovoltaicos*. Obtenido de <https://www.dehn.es/sites/default/files/media/files/sistemas-fotovoltaicas-ds109-es.pdf>
8. Dobrotkova, Z., Gadzanku, S., Reindl, T., Renné, D., Weber, E., & Yang, K.-h. (2020, May 28). Floating Solar Photovoltaics [Webminar session]. *ISES + GSC Webminar*. Obtenido de <https://www.ises.org/webinars/665>
9. Doyle, J. (29 de May de 2008). Winery goes solar with a twist. *San Francisco Chronicle*, págs. 1-2. Obtenido de https://farniente.com/assets/reviews_articles/articles/08_0529_SFC.pdf
10. Eaton. (s.f.). *Protección de circuitos solares completa y fiable*.
11. *Empresa Atersa*. (s.f.). Obtenido de <http://www.atersa.com/es/>
12. *Empresa SMA*. (s.f.). Obtenido de <https://www.sma-iberica.com/>
13. *European Commission*. (s.f.). Obtenido de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS): <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
14. *Exzhellent Solar*. (s.f.). Obtenido de Cables para instalaciones fotovoltaicas en huertas solares: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4928/fichero/6.+ANEXOS%252FAnexo+Cableado%252FExzhellentSolar.pdf>
15. *Floating Up Solar*. (s.f.). Obtenido de Sistema de flotación en Suvereto: https://floatingupsolar.com/portfolio_page/suvereto/
16. *Haz Energía*. (s.f.). Obtenido de Acciona instala la primera planta FV flotante conectada a red en España: http://hazenergia.gba.es/IMAG/2020-03-26/W32_00_20200326-0600_V2.PDF
17. IDAE. (2011). *Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red*. Obtenido de https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
18. *Isifloating by Isigenere*. (s.f.). Obtenido de <https://www.isifloating.com/isifloating/>
19. *Limpiabalsas S.L.* (s.f.). Obtenido de <https://www.limpiabalsas.com/>
20. Menéndez Arroyo, A. (2018). *Diseño de una instalación fotovoltaica flotante para balsas de regadío*. Universidad de Sevilla, Sevilla. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/71306/fichero/TFM-1306-MENENDEZ.pdf>

21. *Ministerio de Ciencia y Tecnología.* (2005). Obtenido de Instalaciones de puesta a tierra.: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_18.pdf
22. *Ministerio de Ciencia y Tecnología.* (2008). Obtenido de Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_08.pdf
23. *Ministerio de Ciencia y Tecnología.* (2019). Obtenido de Instalaciones interiores o receptoras. Protección contra los contactos directos e indirectos: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/ITC_BT_24.pdf
24. *Ministerio de Ciencia y Tecnología.* (2020). Obtenido de REBT. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=326&modo=2¬a=1
25. *Ministerio de Industria, Energía y Turismo.* (2013). Obtenido de Guía técnica de aplicación. Instalaciones generadoras de baja tensión.: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/Guia_bt_40_sep13R1.pdf
26. *Ministerio de Industria, Energía y Turismo.* (2012). Obtenido de Guía técnica de aplicación: protección de instalaciones interiores. Protección contra sobretensiones.: http://www.f2i2.net/Documentos/LSI/rbt/guias/guia_bt_23_jul12R2.pdf
27. *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.* (2005). Obtenido de Guía técnica de aplicación: Protecciones. Instalaciones de puesta a tierra.: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf
28. *Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.* (2005). Obtenido de Guía técnica de aplicación: Protecciones. Protección contra sobreintensidades.: http://www.f2i2.net/documentos/lsi/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf
29. Mittal, D., Kumar Saxena, B., & RAO, K. (2017). *Floating Solar Photovoltaic Systems: An Overview and their Feasibility at Kota in Rajasthan.* Kota: Rajasthan Technical University. Obtenido de <https://ieeexplore-ieee-org.cuarzo.unizar.es:9443/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8074182&tag=1>
30. *Ocean Sun.* (s.f.). Obtenido de <https://oceansun.no/>
31. Pašalić, S., Akšamović, A., & Avdaković, S. (2018). *Floating Photovoltaic Plants on Artificial Accumulations - Example of Jablanica Lake.* University of Sarajevo, Sarajevo. Obtenido de <https://ieeexplore-ieee-org.cuarzo.unizar.es:9443/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8398765>
32. Rosa-Clot, M., & Marco Tina, G. (2018). *Submerged and floating photovoltaic systems. Modelling, design and case studies.* Elsevier. Obtenido de <https://floatingupsolar.com/wp-content/uploads/2019/07/FloatingBook.pdf>
33. Rosa-Clot, M., Marco Tina, G., Cazzaniga, R., & Rosa-Clot, P. (2012). *Floating tracking cooling concentrating (FTCC) systems.* Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/233967144_Floating_tracking_cooling_concentrating_FTCC_systems
34. Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). *Floating photovoltaic power plant: A review.* Bhopal. Obtenido de <https://www-sciencedirect-com.cuarzo.unizar.es:9443/science/article/pii/S1364032116304841?via%3Dihub>
35. *SAIH Ebro.* (s.f.). Obtenido de Datos sobre el embalse de San Bartolomé: <http://www.saihebro.com/saihebro/index.php?url=/datos/ficha/estacion:E024>
36. SMA. (s.f.). *Cajas de conexión SMA.* Obtenido de <https://files.sma.de/dl/26721/DC-CMB-U-DES1834-V16web.pdf>

37. SMA. (s.f.). *Catálogo inversor SMA*. Obtenido de <https://files.sma.de/downloads/SC2200-3000-EV-DS-es-59.pdf>
38. Stansol. (s.f.). *Estructura fotovoltaica flotante Stansol*. Obtenido de <http://www.stansolgroup.com/productos/estructuras-fotovoltaicas/>
39. Trapani, K. (2014). *Flexible floating thin film photovoltaic (PV) array concept for marine and lacustrine environments*. Laurentian University, Sudbury. Obtenido de https://zone.biblio.laurentian.ca/bitstream/10219/2199/1/Trapani_Kim_Doctoral_Thesis.pdf
40. Trapani, K., & Redón, M. (2015). *A review of floating PV installations: 2007-2013*. Universidad Politécnica de Valencia. Obtenido de https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/80704/FLOAT_REVIEW.pdf?sequence=2&isAllowed=y
41. Woody, T. (19 de April de 2011). Solar on the Water. *The New York Times*. Obtenido de <https://www.nytimes.com/2011/04/20/business/energy-environment/20float.html>