



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 3MWp EN EL EMBALSE DE PUENTE NUEVO (CÓRDOBA)

Autor: Alejandro Illera Valladares

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 3MWp en el embalse de
Puente Nuevo (Córdoba)

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2022/23 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

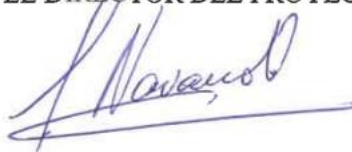
Fdo.: Alejandro Illera Valladares

Fecha: 05/ 06/ 2023

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'A. Illera', with a large circular flourish and a horizontal line extending to the right.

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Navarro', with a large, stylized flourish and a horizontal line extending to the right.

Fdo.: Jaime Navarro Ocón

Fecha: 05/ 06/ 2023



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 3MWp EN EL EMBALSE DE PUENTE NUEVO (CÓRDOBA)

Autor: Alejandro Illera Valladares

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría mostrar un profundo y verdadero agradecimiento tanto a mi familia como a mi pareja por motivarme constantemente y estar a mi lado en aquellas situaciones en las que más los he necesitado durante todos estos años de la carrera. Gracias a ellos y al esfuerzo que hemos realizado conjuntamente he podido cursar el grado que más ilusión me hacía y lo que es más importante aún en la escuela que más prestigio tiene de todo España en el sector de la Ingeniería industrial.

En segundo lugar, me gustaría agradecer la compañía de todos y cada uno de los compañeros con lo que he ido trabajando y compartiendo ya no sólo conocimiento sino experiencias, alegrías, momentos inolvidables tanto dentro como fuera de la escuela. Sois personas maravillosas y siempre os llevaré en mi corazón.

En tercer lugar, me gustaría dar las gracias a don Jaime Navarro Ocón por hacer posible de una idea un maravilloso proyecto del que me siento orgulloso y afortunado de que me haya podido llevar de la mano y me haya podido aconsejar todo lo necesario para poder ser exitoso en el presente proyecto de fin de carrera.

En tercer lugar, me gustaría dar las gracias a la “Escuela Técnica Superior de Ingeniería-ICAI” por poder brindarme la maravillosa oportunidad de estudiar el “Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales” y por haber sido ya no sólo una escuela de ingeniería sino como una casa en la que todos los integrantes de ella comparten valores esenciales como el respeto, la humildad, el esfuerzo, la perseverancia, la lealtad, así como el valor de la excelencia. Valores que todos y cada uno de nosotros como ingenieros del ICAI guardaremos en el corazón con gran entusiasmo.

Un placer haber pertenecido a la Santa Casa,

Alejandro Illera Valladares

Madrid a 26 de enero de 2023

DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE EN EL EMBALSE DE PUENTE NUEVO (CÓRDOBA)

Autor: Illera Valladares, Alejandro.

Director: Navarro Ocón, Jaime.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En el presente proyecto se ha decidido profundizar en el estudio de las instalaciones fotovoltaicas flotantes y para ello se ha optado por dimensionar un parque de generación eléctrica situado en el Embalse de Puente Nuevo (Córdoba). Son cada vez más los regantes y agricultores quienes se plantean abandonar el sector debido a las subidas de la factura de la luz. Ante esta situación, se ha decidido tener como principal objetivo el abastecimiento de un sistema de bombeo destinado al riego agrícola. La planta fotovoltaica flotante tendrá una potencia instalada de 3MWp y estará conformada por un total de 9.363 generadores. Debido a la gran envergadura de la misma, se ha optado por emplear dos inversores en paralelo para poder realizar la transformación de corriente continua a corriente alterna. Debido al desembolso inicial que supone el uso de baterías para almacenamiento en este tipo de centrales hace que se haya optado por realizar una conexión a la Red Eléctrica con el objetivo de poder hacer un vertido de la energía sobrante que no sea consumida y asimismo obtener un ingreso extraordinario.

Palabras clave: Dimensionamiento, Fotovoltaica, Flotante

1. Introducción

Actualmente, el sector agrícola español está viéndose gravemente perjudicado debido a las subidas de la factura de la luz. El principal problema es que los sistemas de regadío de las cosechas están accionados a través de bombas conectadas a la Red Eléctrica o bien alimentadas por gasoil. Si ya es complicado el poder hacer frente a los pagos de la factura de la luz, el precio del gasoil no se trata de una alternativa económica viable. Actualmente, el precio del gasoil se encuentra aproximadamente en 1.45€/l, sin embargo, los presidentes de Repsol (Antonio Brufau Niubó) y Cepsa (Maarten Wetselaar) afirman que es los próximos diez años se va a producir una subida del 70% en el precio de cualquier tipo de combustible de procedencia fósil. Debido a esta problemática, el presente proyecto apuesta por el uso de las fuentes de energía renovables como es el caso de la fotovoltaica flotante.

En este proyecto se ha dimensionado una instalación fotovoltaica flotante situada en el Embalse de Puente Nuevo, con el propósito de poder abastecer a un sistema de bombeo destinado al riego agrícola que se encuentra en las proximidades del embalse. Como objetivo secundario, se ha investigado acerca de las diferentes tecnologías que existen en cuanto a sistemas de flotación se refiere, realizando una comparativa entre todos ellos para así poder seleccionar aquel que ofrezca las mejores prestaciones y no suponga un desembolso demasiado elevado, es decir, se ha buscado un compromiso entre calidad-precio. Con el objetivo de poder discernir cuales son las similitudes y diferencias entre los parques terrestres y flotantes, se ha realizado una comparativa destacando tanto ventajas como desventajas.

2. Metodología

En primer lugar, se ha realizado un estudio del arte acerca de la fotovoltaica flotante en España y en el mundo para así poder observar el desarrollo que esta tecnología tiene a nivel global y a nivel nacional. Se ha investigado acerca de los diferentes parques de generación y de los componentes que los conforman. El principal objeto de análisis ha sido el sistema de flotación, junto con los sistemas de amarre y de anclaje.

En segundo lugar, se ha realizado un análisis de la zona geográfica del emplazamiento puesto que este tipo de plantas de generación sólo se pueden emplazar en determinados embalses, por tanto, es necesario consultar la lista de emplazamientos disponibles publicada por el MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). Una vez seleccionada la ubicación de la planta, y antes de comenzar con el dimensionamiento de la misma, se ha tenido que realizar un estudio de la irradiación solar disponible con el programa PVGIS. Este programa ha permitido que se conozca la irradiación solar media mensual en el embalse seleccionado de tal forma que se ha podido calcular la potencia instalada, así como las posibles pérdidas ocasionadas por el efecto de la temperatura.

En tercer lugar, se ha comenzado a dimensionar la planta empezando por el cálculo de la potencia instalada, así como con el número de generadores fotovoltaicos a emplear. Con el objetivo de evitar las pérdidas ocasionadas por sombreadamiento entre paneles, se ha calculado cual debería de ser la distancia mínima de separación entre las células para evitar dichas pérdidas. Para poder realizar la transformación de corriente continua a corriente alterna se debe de emplear un inversor, el problema es que debido a la envergadura de la planta no se ha encontrado ningún inversor capaz de admitir como entradas todos los strings de la planta por lo que se ha decidido emplear dos inversores en paralelo.

Con el propósito de conocer cuál es el rendimiento de toda la instalación, se ha calculado el “Ratio Performance”, básicamente se trata de un factor de rendimiento que permite conocer cuál es el desempeño de toda la instalación una vez consideradas todas las pérdidas que podrían llegar a ocasionarse en la planta. Para ello evidentemente, se han tenido que analizar todas las pérdidas generales producidas por suciedad y por el efecto de la temperatura al igual que las pérdidas en los conductores y en ambos inversores.

3. Descripción de la planta fotovoltaica flotante

La planta fotovoltaica flotante se ha decidido emplazar en el Embalse de Puente Nuevo, situado en la provincia de Córdoba. La potencia instalada de todo el parque una vez considerada la irradiación solar disponible y el consumo a alimentar será de 3MWp. Para ello se ha decidido emplear un total de 9.363 paneles de ATERSA (A-320P). En cuanto al sistema de flotación seleccionado, se ha optado por el sistema Hydrelío de la prestigiosa compañía Ciel & Terre principalmente por el grado de inclinación que ofrece y por tratarse de un sistema modular que no presenta inconvenientes a la hora de realizar cualquier tipo de ampliación.

Con el objetivo de tener un 0% de pérdidas ocasionadas por el efecto de sombra entre paneles se ha calculado la distancia de separación mínima entre los generadores la cual resulta ser de 845mm. Dicha distancia se ha estudiado de dos formas diferentes, por un lado con ecuaciones, realizando varias hipótesis en cuanto a qué grado de inclinación le corresponde la posición más baja del sol y por otro lado se ha empleado una calculadora solar que presenta un menor error en el cálculo, evidentemente se ha optado por seleccionar el valor que arroja la calculadora una vez introducidos todos los datos correspondientes para así lograr tener una menor incertidumbre en la medida.

En cuanto a la selección del inversor y debido a la envergadura de la planta, se ha decidido dividir la instalación en dos campos con la misma potencia, es decir si la potencia exacta instalada de la planta era de 2996KWp, a cada campo le corresponderá 1498KWp, por lo que serán necesarios dos inversores. Para seleccionar el inversor se recomienda que se guarde una relación de 1.5 entre la potencia del mismo y la potencia total instalada correspondiente a cada campo fotovoltaico, por lo que empleando dicha relación se ha obtenido que la potencia del inversor a emplear es de 998KWp. Valorando las diferentes opciones existentes, se ha decidido emplear el inversor PVS800-57-1000kW-C de la marca ABB.

En lo referente a la configuración de los paneles, se han tenido que respetar los límites impuestos por el inversor (intensidad máxima de entrada, intensidad de cortocircuito, tensión mínima de funcionamiento, tensión máxima de funcionamiento y tensión máxima soportada) con el objetivo de no dañarlo. Una vez realizados los cálculos correspondientes, se ha obtenido que a lo sumo pueden conectarse 20 generadores en serie y que el número total de strings pertenecientes a cada campo es de 225. Se ha encontrado una dificultad añadida a la hora de realizar la conexión de dichos strings al inversor debido a que el número máximo de entradas DC que éste permite es de 20. Para solventar dicho problema se ha decidido emplear un combinador de strings (DC-CMB-U10-24) que permite realizar la agrupación de 24 strings en uno, de tal forma que se tendrán 9 entradas DC al inversor respetando dicho límite máximo de 20 entradas.

Para poder conocer el desempeño de toda la instalación se ha decidido calcular el “Ratio Performance” que básicamente consiste en un factor de rendimiento que tiene en consideración todas las posibles pérdidas de la central. Evidentemente, para ello antes se han tenido que analizar las pérdidas producidas por el efecto de la suciedad y la temperatura al igual que las pérdidas producidas en los conductores y en el inversor.

Otro de los aspectos en los que se ha querido profundizar es en la red de puesta a tierra de toda la instalación. Se ha calculado que la resistencia de puesta a tierra debe de ser de 280Ω pero menor que 58.47Ω por pica para lo cual se ha decidido emplear 6 picas de puesta a tierra de 1.5m de longitud y un diámetro de 15mm dispuestas en paralelo. De esta forma se consigue que la resistencia equivalente media por pica sea de 46.6Ω evidentemente respetando el máximo de los 58.47Ω permitidos. Es importante tener en consideración que si se quiere cumplir con el Reglamento de Baja Tensión las picas se deberán de enterrar una cantidad mínima de 50cm y salvando una distancia de 4 metros.

Para poder conocer cuál sería el desembolso inicial a realizar para la instalación de toda la planta se ha realizado una estimación económica. En dicha estimación se han incluido los costes de los principales elementos que conforman la planta, así como los costes asociados a los seguros. Una vez considerados todos los costes asociados tanto a seguros como elementos principales, se ha obtenido que el total de la inversión inicial a realizar es de 2.253.788€. Evidentemente esta cantidad se debe solamente a la compra del material necesario para realizar la instalación y a la compra de los seguros obligatorios para este tipo de instalaciones, por lo que quedan fuera todos los costes asociados a explotación y maniobra.

A continuación, se muestra un diagrama simplificado de toda la instalación con todos los componentes anteriormente seleccionados:

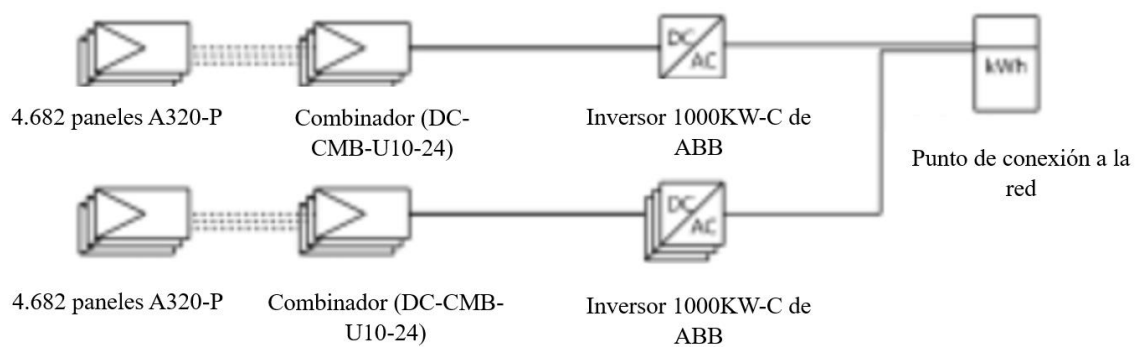


Ilustración 1: Diagrama unifilar simplificado de la instalación. Fuente: (PVSyst, 2022)

4. Resultados

A continuación, se procede a mostrar los resultados más relevantes en cuanto a irradiación solar, potencia instalada y desempeño de la planta se refiere. Al realizar el estudio de irradiación solar en la zona del Embalse de Puente Nuevo se han obtenido los siguientes resultados:

<i>Año</i>	<i>Mes</i>	<i>Irradiación (kWh/m²)</i>
2020	Jan	97.05
2020	Feb	132.06
2020	Mar	152.16
2020	Apr	145.31
2020	May	217.7
2020	Jun	238.88
2020	Jul	249.35
2020	Aug	234.37
2020	Sep	172.68
2020	Oct	152.42
2020	Nov	95.94
2020	Dec	86.39

Tabla 1: Irradiación solar para un ángulo de basculación de 12°. Fuente: (PVGIS, PVGIS, 2020)

Como se puede observar en la Tabla 1, la irradiación solar tiene una gran variación intradía y alcanza valores máximos en aquellos meses más calurosos.

Una vez analizada la irradiación solar y conocida la energía consumida por el sistema de bombeo de forma mensual, se ha calculado la potencia instalada de la planta.

Mes	Energía consumida (kWh)	Irradiación solar (kWh/m²)	Potencia (kW)
Enero	17,650	97,05	242,49
Febrero	25,543	132,06	257,89
Marzo	79,987	152,16	700,90
Abril	42,543	145,31	390,37
Mayo	104,301	217,70	638,81
Junio	197,987	238,88	1105,08
Julio	505,432	249,35	2702,66
Agosto	526,521	234,37	2995,38
Septiembre	265,789	172,68	2052,27
Octubre	39,000	152,42	341,16
Noviembre	11,650	95,94	161,91
Diciembre	11,000	86,39	169,77

Tabla 2: Cálculo de la potencia total instalada del parque fotovoltaico flotante. Fuente: Elaboración propia.

El criterio de diseño que se ha empleado ha sido diseñar la instalación para el peor mes, es decir, para aquel mes en el que el consumo es máximo y la irradiación solar no lo es, de este modo se ha garantizado que siempre se va a poder alimentar el consumo sin necesidad de consumir energía de la red. Como se puede observar, hay meses en los que la potencia difiere mucho de los 3MWp instalados, lo que sucederá es que se producirá más energía que la que se demande, pero se tiene la ventaja de que se dispone de un punto de conexión a través del cual se puede realizar un vertido de energía sobrante (mediante una línea de evacuación) a un nudo de la red localizado en las inmediaciones del embalse.

Cabe mencionar que es de suma importancia conocer la potencia que el nudo de la red a la que se está realizando el vertido es capaz de absorber. Evidentemente, al tratarse de un trabajo teórico, se ha supuesto que para aquellos meses en los que la energía generada sea superior a la energía demandada, el nudo al que se va a realizar el vertido de energía es capaz de absorberla sin ningún tipo de inconveniente. Se ha decidido no estimar el precio al que sería pagada la energía sobrante ya que depende de factores limitantes como la cantidad a inyectar y el mes del año.

Con el objetivo de conocer el desempeño que tiene la planta se ha decidido calcular el “Ratio Performance”, se trata de un factor de rendimiento que tomando en consideración todas las posibles pérdidas ocasionadas calcula cual sería el rendimiento mensual de todo el parque de generación.

Mes	Inversor %	Cableado %	Suciedad Sombras%	Temperatura %	Ratio performance %
Enero	98,8	98	100	94,20	91,203
Febrero	98,8	98	100	92,56	89,621
Marzo	98,8	98	100	92,52	89,580
Abril	98,8	98	100	91,96	89,038
Mayo	98,8	98	100	89,25	86,415
Junio	98,8	98	100	87,75	84,958
Julio	98,8	98	100	84,99	82,294
Agosto	98,8	98	100	86,24	83,501
Septiembre	98,8	98	100	88,22	85,416
Octubre	98,8	98	100	90,88	87,998
Noviembre	98,8	98	100	93,55	90,579
Diciembre	98,8	98	100	94,37	91,370

Tabla 3: Cálculo del factor de rendimiento de toda la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 3, el rendimiento de la planta no presenta mucha variación de un mes a otro, sin embargo, se alcanza un rendimiento máximo en aquellos meses en los que las pérdidas producidas por el efecto de la temperatura son mínimas. Las pérdidas ocasionadas por el sombreado entre paneles se han considerado nulas debido a que se ha garantizado una distancia de seguridad entre las células para evitar dichas sombras. En cuanto a las pérdidas producidas en el inversor, son constantes y se estiman en un 1.2% en base a su hoja de características, mientras que las que se producen en los conductores se han estimado en un 2%. Las únicas pérdidas variables que se encuentran en el sistema son las ocasionadas por el efecto de la temperatura, evidentemente en aquellos meses más calurosos dichas pérdidas serán mayores y por consiguiente el factor de rendimiento será peor.

5. Conclusiones

Como se puede observar a lo largo de toda esta memoria, la fotovoltaica flotante está ya presente en muchos embalses distribuidos a lo largo de todo el mundo y con el análisis que se ha realizado, se pretende mostrar cómo si el diseño es correcto, esta tecnología presenta muchas más ventajas que inconvenientes si se compara con la fotovoltaica terrestre convencional. España es una privilegiada ya que dispone de los recursos necesarios y suficientes para poder emplear este tipo de tecnología, ahora simplemente hay que saber darle un uso correcto y eficiente. Todavía quedan varios campos en los que se requiere más investigación, por ejemplo, el uso de baterías para almacenamiento de energía. Actualmente para plantas de gran envergadura el uso de este tipo de baterías supone un coste demasiado elevado por lo que conviene estudiar cuál podría ser el método adecuado para intentar abaratar esta opción de almacenamiento. Otro de los aspectos que conviene tener en consideración es que la fotovoltaica flotante al tratarse de un tipo de generación basada en fuentes renovables, presenta la gran desventaja del conocido como fenómeno de intermitencia el cual se debe de tener muy presente a la

hora de sobredimensionar la planta para poder abastecer siempre al consumo sin necesidad de comprar energía.

REFERENCIAS

AEMC. (s.f.). *AEMC*. Obtenido de

https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/applications/ground/APP-TouchStepPotential_SP.pdf

ATERSA_Shop. (s.f.). *ATERSA_ELECNOR*. Obtenido de

<https://atersa.shop/app/uploads/2017/07/Ficha-t%C3%A9cnica-320-325-330P.pdf>

Earth, G. (2023). *Google Earth*. Obtenido de <https://www.google.com/intl/es/earth/>

Ecoinventos. (Agosto de 2021). *Ecoinventos*. Obtenido de

<https://ecoinventos.com/hydrelío-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>

EcoInventos. (2022). *EcoInventos*. Obtenido de <https://ecoinventos.com/hydrelío-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>

Elvatron. (2022). *Elvatron*. Obtenido de <https://www1.elvatron.com/equipos-de-puesta-a-tierra-y-aislamiento/7-consecuencias-de-un-mal-sistema-de-puesta-a-tierra>

Energético, C. (2021). *Cambio Energético*. Obtenido de

<https://www.cambioenergetico.com/blog/suciedad-placas-solares/>

EnfSolar. (2021). *EnfSolar*. Obtenido de <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/494>

ENFSolar. (Noviembre de 2022). *ENFSolar*. Obtenido de

<https://es.enfsolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5905>

Fraga, A. I. (29 de Setiembre de 2021). Paneles solares en el mar. *El Español*. Obtenido de

https://www.lespanol.com/invertia/disruptores-innovadores/innovadores/20210929/paneles-solares-baterias-nanomateriales-noruega-reinventar-sostenible/615439307_0.html

Fundesplai. (2020). *Fundesplai*. Obtenido de <https://cases.fundesplai.org/es/blog-es/naturaleza/como-hacer-cajas-nido-para-pajaros/>

Helioesfera. (Marzo de 2021). *Helioesfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/bombeo-solar/>

Helioesfera. (2022). *Helioesfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>

Isigenere. (2022). *Isofloating by Isigenere*. Obtenido de <https://www.isifloating.com/isifloating/>

MonSolar. (2022). *MonSolar*. Obtenido de <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>

MPPTSolar. (2023). *MPPTSolar*. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

NaanDanJain. (2022). *NaanDanJain*. Obtenido de <https://naandanjain.es/spark-un-sistema-exclusivo-para-limpieza-y-lavado-de-paneles-solares/>

Peralta, L. A. (19 de Septiembre de 2021). ¿Qué ocurre con el aluminio? *CincoDías*. Obtenido de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/09/13/mercados/1631546498_673203.html

PVGIS. (2020). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

PVGIS. (2023). *PVGIS*.

PVSyst. (2022). *PVSyst*. Obtenido de PVSyst.

Renovables, E. (2021). *Energías Renovables*. Obtenido de <https://energiasrenovadas.com/robot-que-limpia-paneles-solares/>

Saclima. (Octubre de 2021). *Saclima*. Obtenido de <http://www.saclimafotovoltaica.com/fotovoltaica-flotante-espana/>

SeaBlock. (Noviembre de 2022). *SeaBlock*. Obtenido de <http://www.seablock.online/plataformas-fotovoltaicas-flotantes/>

Simemis. (Octubre de 2020). *Simemis*. Obtenido de <https://simemis.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaica-flotante-del-mundo/>

SMA. (s.f.). *SMA*. Obtenido de <https://files.sma.de/downloads/DC-CMB-U-DEN1834-V16web.pdf>

WorldEnergyTrade. (2022). *WorldEnergyTrade*. Obtenido de <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/iberdrola-y-exiom-quieren-liderar-la-fabricacion-de-modulos-solares-fotovoltaicos-en-espana>

SIZING OF A FLOATING PHOTOVOLTAIC INSTALLATION IN PUENTE NUEVO RESERVOIR (CÓRDOBA)

Author: Illera Valladares, Alejandro.

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

In the present project, it has been decided to deepen the study of the floating photovoltaic installations and for this purpose it has been chosen to dimension a power generation park located in the Puente Nuevo Reservoir (Córdoba). More and more irrigators and farmers are considering leaving the sector due to increases in the electricity bill. Given this situation, it has been decided to have as its main objective the supply of pumping system for agricultural irrigation. The floating photovoltaic plant will have an installed power of 3MWp and will consist of a total of 9,363 generators. Due to the large scale of the generation park, it has been chosen to use two inverters in parallel to be able to perform the transformation from direct current to alternating current. The non-economic viability of using batteries for storage in this type of power plants means that a connection to the electricity grid has been chosen to be able to make a discharge of surplus energy that is not consumed and also to obtain an extraordinary income.

Keywords: Dimensioning, Photovoltaic, Floating

1. Introduction

Currently, the Spanish agricultural sector is being seriously damaged due to increases in the electricity bill. The main problem is that crop irrigation systems are powered either by pumps connected to the grid or by diesel. If it is already difficult to cope with electricity bill payments, the price of diesel is not a viable economic alternative. Currently, the price of diesel is approximately 1.45 € / l, however, the presidents of Repsol (Antonio Brufau Niubó) and Cepsa (Maarten Wetselaar) claim that in the next ten years crisis will produce a 70% increase in the price of any type of fossil fuel. Due to this problem, this project is committed to the use of renewable energy sources as is the case of floating photovoltaic.

In this project, a floating photovoltaic installation located in Puente Nuevo Reservoir has been dimensioned, with the purpose of supplying a pumping system for agricultural irrigation located in the vicinity of the reservoir. As a secondary objective, research has been carried out on the different technologies that exist as far as flotation systems are concerned, making a comparison between all of them to be able to select the one that offers the best performance and does not have a very high cost, that is, a compromise between quality and price has been sought. In order to discern the similarities and differences between land and floating parks, a comparative study has been made highlighting both advantages and disadvantages.

2. Methodology

Firstly, a study of the art of floating photovoltaics in Spain and in the world has been carried out in order to observe the development that this technology has globally and nationally. Research has been carried out on the different generation parks and the components that make them up. The main object of analysis has been the flotation system, along with the mooring and anchoring systems.

Secondly, an analysis of the geographical area of the site has been carried out since such generation plants can only be located in certain reservoirs, therefore it is necessary to consult the list of available sites published by MITECO (Ministry for Ecological Transition and Demographic Challenge). Once the location of the plant has been selected, and before starting with the dimensioning of the plant, a study of the available solar irradiation has had to be carried out with the PVGIS program. This program has allowed the monthly average solar irradiation in the selected reservoir to be known in such a way that it has been possible to calculate the installed power, as well as the possible losses caused by the effect of temperature.

Thirdly, it has been begun to size the plant, starting with the calculation of the installed power and the number of photovoltaic generators to be used. In order to avoid losses caused by shading between panels, it has been calculated what should be the minimum distance of separation between cells to avoid such losses. To be able to perform the transformation from direct current to alternating current it must be used an inverter, the problem is that due to the size of the plant it has not been found any inverter capable of supporting as inputs all the strings of the plant so it has been decided to use two inverters in parallel.

To know what the performance of the entire installation is, the “Performance Ratio” has been calculated, basically it is a performance factor that allows to know what the performance of the entire installation is once considered all the losses that could be caused in the plant. Obviously, it has been necessary to analyze all the general losses produced by dirt and by the effect of temperature as well as the losses in the drivers and in both inverters.

3. Description of the floating photovoltaic plant

The floating photovoltaic plant has been decided to be located in the Puente Nuevo Reservoir, located in the province of Córdoba. The installed power of the whole park once studied the available solar irradiation and the consumption to be fed, will be around 3MWp. For this purpose, a total of 9,363 ATERSA (A-320P) panels have been selected. As for the selected flotation system, the Hydrelío system of the prestigious company Ciel & Terre has been chosen mainly for the degree of inclination it offers and for being a modular system that does not present disadvantages when performing any type of expansion.

In order to have 0% of losses caused by the shadow effect between panels it has been calculated the minimum separation distance between the generators which turns out to be 845mm. This distance has been studied in two different ways, on the one hand with equations, making several hypotheses as to the degree of inclination that corresponds to the lowest position of the sun and on the other hand a solar calculator has been used that presents a smaller error in the calculation, evidently it has been chosen to select the value

that the calculator throws after entering all the corresponding data in order to achieve a lower uncertainty in the measure.

As for the selection of the inverter and due to the size of the plant, it has been decided to divide the installation into two fields with the same power, if the exact installed power of the plant was 2996KWp, each field will correspond 1498KWp, so two inverters will be needed. To select the inverter, it is recommended a ratio of 1.5 to be kept between the power of the inverter and the total installed power corresponding to each photovoltaic field, so using this ratio has been obtained that the power of the inverter to be used is 998KWp. Considering the different options available, it has been decided to use the ABB brand PVS800-57-1000kW-C inverter.

Regarding the configuration of the panels, the limits imposed by the inverter (maximum input intensity, short circuit intensity, minimum operating voltage, maximum operating voltage and maximum supported voltage) had to be respected in order not to damage it. Once the corresponding calculations have been made, it has been obtained that at most 20 generators can be connected in series and that the total number of strings belonging to each field is 225. An additional difficulty has been encountered in connecting these strings to the inverter because the maximum number of DC inputs allowed by the inverter is 20. To solve this problem, it has been decided to use a string combinator (DC-CMB-U10-24) that allows the grouping of 24 strings in one, so that 9 DC inputs are available to the inverter respecting this maximum limit of 20 inputs.

In order to know the performance of the whole installation, it has been decided to calculate the “Performance Ratio”, which basically consists of a performance factor that takes into account all possible losses of the plant. Obviously, this has been done before the losses produced by the effect of dirt and temperature have had to be analyzed as well as the losses produced in the conductors and in the inverter.

Another aspect in which we wanted to deepen is the grounding network of the entire installation. It has been calculated that the grounding strength must be 280Ω but less than 58.47Ω per spike for which it has been decided to use 6 grounding spikes of 1.5m in length and a diameter of 15mm arranged in parallel. In this way the average equivalent resistance per spike is achieved to be 46.6Ω , obviously respecting the maximum of the 58.47Ω allowed. It is important to bear in mind that if there is a need to comply with the Low Voltage Regulation the spades must be buried a minimum quantity of 50cm and saving 4 meters.

To know what the initial expenditure would be for the installation of the entire plant; an economic estimate has been made. This estimate includes the costs of the main elements that make up the plant, as well as the costs associated with insurance. After considering all the costs associated to both insurance and main elements, it has been obtained that the total of the initial investment to be made is € 2,253,788. Obviously, this amount is only due to the purchase of the necessary material to carry out the installation and the purchase of compulsory insurance for this type of facility, so all costs associated with operation and maneuver are excluded.

The following is a simplified diagram of the entire installation with all the components selected above:

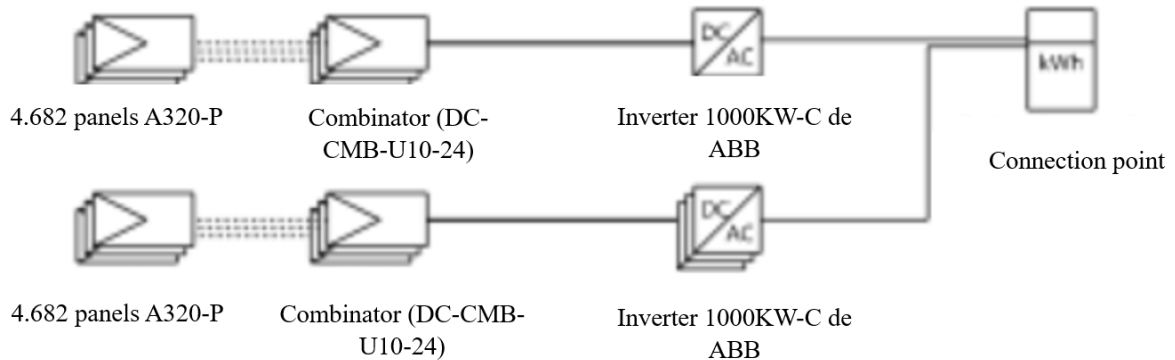


Illustration 2: Simplified single diagram of the installation. Source: (PVSyst, 2022)

4. Results

In this section the most relevant results in terms of solar irradiation, installed power and plant performance are going to be analyzed. The following results were obtained during the solar irradiation study in the Puente Nuevo Reservoir area:

<i>Year</i>	<i>Month</i>	<i>Irradiation (kWh/m²)</i>
2020	Jan	97.05
2020	Feb	132.06
2020	Mar	152.16
2020	Apr	145.31
2020	May	217.7
2020	Jun	238.88
2020	Jul	249.35
2020	Aug	234.37
2020	Sep	172.68
2020	Oct	152.42
2020	Nov	95.94
2020	Dec	86.39

Table 4: Solar irradiation for a tilt angle of 12 degrees. Source: (PVGIS, PVGIS, 2023)

As can be seen from Table 4, solar irradiation varies widely intraday and peaks in warmer months.

After analyzing the solar irradiation and knowing the energy consumed by the pumping system monthly, the installed power of the plant has been calculated.

Month	Energy consumed (kWh)	Solar irradiation (kWh/m²)	Power (kW)
January	17,650	97,05	242,49
February	25,543	132,06	257,89
March	79,987	152,16	700,90
April	42,543	145,31	390,37
May	104,301	217,70	638,81
June	197,987	238,88	1105,08
July	505,432	249,35	2702,66
August	526,521	234,37	2995,38
September	265,789	172,68	2052,27
October	39,000	152,42	341,16
November	11,650	95,94	161,91
December	11,000	86,39	169,77

Table 5: Calculation of the total installed power of the floating photovoltaic park. Source: Own production.

The design criterion used has been to design the facility for the worst month, that is, for that month when consumption is maximum and solar irradiation is not, thus ensuring that it will be always possible to feed the consumption without needing to consume power from the grid. As it can be seen, there are months in which the power differs greatly from the installed 3MWp, what will happen is that more energy will be produced than is demanded, but you have the advantage that there is a connection point through which it can be make a spill of surplus energy (by means of an evacuation line) to a node of the network located in the vicinity of the reservoir.

It should be mentioned that it is of the utmost importance to know the power that the knot of the net to which the discharge is being made is able to absorb. Obviously, since it is a theoretical work, it has been assumed that for those months in which the generated energy is higher than the demanded energy, the knot to which the energy discharge is going to be made is able to absolve it without any inconvenience. It has been decided not to estimate the price at which the surplus energy would be paid since it depends on limiting factors such as the amount to be injected and the month of the year.

To know the performance of the plant it has been decided to calculate the “Performance Ratio”, it is a factor of performance that taking into account all possible losses caused calculates what would be the monthly performance of the entire generation park.

Month	Inverter%	Conductors %	Dirt and dust%	Temperature %	Ratio performance %
January	98,8	98	100	94,20	91,203
February	98,8	98	100	92,56	89,621
March	98,8	98	100	92,52	89,580
April	98,8	98	100	91,96	89,038
May	98,8	98	100	89,25	86,415
June	98,8	98	100	87,75	84,958
July	98,8	98	100	84,99	82,294
August	98,8	98	100	86,24	83,501
September	98,8	98	100	88,22	85,416

October	98,8	98	100	90,88	87,998
November	98,8	98	100	93,55	90,579
December	98,8	98	100	94,37	91,370

Table 6: Calculation of the performance factor for the whole installation. Source: Own production.

As it can be seen in Table 6, the yield of the plant does not show much variation from month to month, however, a maximum yield is reached in that month in which the losses produced by the effect of temperature are minimal. Losses caused by shading between panels have been considered null because a safe distance between cells has been ensured to avoid such shadows. As for the losses produced on the inverter, they are constant and are estimated at 1.2% based on their characteristics sheet, while those produced on the conductors have been estimated at 2%. The only variable losses found in the system are those caused by the effect of temperature, obviously in those hotter months such losses will be greater and therefore the factor of performance will be worse.

5. Conclusions

As it could be seen throughout this memory, the floating photovoltaic is already present in many reservoirs distributed throughout the world and with the analysis that has been made, it is intended to show how if the design is correct, this technology presents many advantages than disadvantages when compared with conventional terrestrial photovoltaic. Spain is a privileged country because it has the necessary and sufficient resources to be able to use this type of technology. There are still several areas where further research is needed, for example, the use of batteries for energy storage. The cost of using this type of battery is too high for large plants, so it is important to consider what could be the appropriate method to try to make this storage option cheaper. Another aspect that should be taken into consideration is that the floating photovoltaic, being a type of generation based on renewable sources, presents the great disadvantage of the known phenomenon of intermittence which must be taken into account when oversizing the plant in order to always be able to supply the consumption without needing to buy energy from the grid.

REFERENCES

- AEMC. (s.f.). AEMC Obtained from https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/applications/ground/APP-TouchStepPotential_SP.pdf
- BACK_Shop. (s.f.). BACK_SELECTOR. Obtained from <https://atersa.shop/app/uploads/2017/07/Ficha-t%C3%A9cnica-320-325-330P.pdf>
- Earth, G. (2023). Google Earth. Obtained from <https://www.google.com/intl/es/earth/>
- Ecoinventions. (August 2021). Ecoinventions. Obtained from <https://ecoinventos.com/hidroelio-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>
- EcoInventions. (2022) EcoInventions. Obtained from <https://ecoinventos.com/hidroelio-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>
- Elvatron. (2022) Elvatron. Obtained from <https://www1.elvatron.com/equipos-de-puesta-a-tierra-y-aislamiento/7-consecuencias-de-un-mal-sistema-de-puesta-a-tierra>
- Energy, C. (2021) Energy Change. Obtained from <https://www.cambioenergetico.com/blog/suciedad-placas-solares/>
- EnfSolar. (2021) EnfSolar. Obtained from <https://es.ensolar.com/pv/inverter-datasheet/494>
- ENFolar. (November 2022). ENFolar. Obtained from <https://es.ensolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5905>
- Fraga, A. I. (September 29, 2021). Solar panels in the sea. The Spanish. Obtained from https://www.lespanol.com/invertia/disruptores-innovadores/innovadores/20210929/paneles-solares-baterias-nanomateriales-noruega-reinventar-sostenible/615439307_0.html
- Fundesplai. (2020) Fundesplai. Obtained from <https://cases.fundesplai.org/es/blog-es/naturaleza/como-hacer-cajas-nido-para-pajaros/>

Heliosphere. (March 2021). Heliosphere. Obtained from <https://www.helioesfera.com/bombeo-solar/>

Heliosphere. (2022) Heliosphere. Obtained from <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>

Isigenere. (2022) Isofloating by Isigenere. Obtained from <https://www.isifloating.com/isifloating/>

MonSolar. (2022) MonSolar. Obtained from <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>

SolarMPTS. (2023). SolarMPTS. Obtained from <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>

NaanDanJain (2022) NaanDanJain Obtained from <https://naandanjain.es/spark-un-sistema-exclusivo-para-limpieza-y-lavado-de-paneles-solares/>

Peralta, L. A. (September 19, 2021). What about aluminum? Five Days. Obtained from https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/09/13/mercados/1631546498_673203.html

PVGIS (2020) PVGIS Obtained from https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/

PVGIS (2023). PVGIS

PVSyst (2022) PVSyst Obtained from PVSyst.

Renewables, E. (2021) Renewable Energy. Obtained from <https://energiasrenovadas.com/robot-que-limpia-paneles-solares/>

Sachlima. (October 2021). Sachlima. Obtained from <http://www.saclimafotovoltaica.com/fotovoltaica-flotante-espana/>

SeaBlock. (November 2022). SeaBlock. Obtained from <http://www.seablock.online/plataformas-fotovoltaicas-flotantes/>

Simemis. (October 2020). Simemis. Obtained from <https://simemis.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaica-flotante-del-mundo/>

SMA. (s.f.). SMA. Obtained from <https://files.sma.de/downloads/DC-CMB-U-DEN1834-V16web.pdf>

WorldEnergyTrade (2022) WorldEnergyTrade Obtained from <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/iberdrola-y-exiom-quieren-liderar-la-fabricacion-de-modulos-solares-fotovoltaicos-en-espana>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	10
1.1 Motivación del proyecto.....	10
1.2 Objeto del proyecto	11
1.3 Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).....	12
1.4 Alcance.....	13
1.5 Justificación.....	15
Capítulo 2. Descripción de las Tecnologías.....	17
Capítulo 3. Estado de la Cuestión	18
3.1 Fotovoltaica flotante.....	19
3.1.1 Instalaciones fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo	19
3.2 Fotovoltaica flotante en España.....	29
3.2.1 Fotovoltaica flotante conectada a la red.....	29
3.2.2 Parque fotovoltaico flotante que alimenta un sistema de bombeo	31
3.3 Comparación entre plantas pv flotantes y terrestres	33
3.4 Análisis de las tecnologías	43
3.4.1 Elementos de una instalación fotovoltaica flotante.....	43
3.4.2 Sistemas de amarre y anclaje disponibles	44
3.4.3 Estudio del arte acerca de los sistemas de flotación.....	48
3.4.4 Paneles solares disponibles y selección final.....	56
Capítulo 4. Sistema/Modelo Desarrollado.....	57
4.1 Estudio de los posibles emplazamientos	57
4.1.1 Ubicación de la planta fotovoltaica flotante	60
4.1.2 Justificación del embalse seleccionado.....	62
4.2 Conexión a la red eléctrica	66
4.2.1 Punto de conexión	70
4.2.2 Acoplamiento a línea de media tensión.....	72
4.3 Estudio y selección del posible consumidor.....	73
4.4 Criterios de selección de elementos de flotación y paneles de generación	77
4.5 Selección de sistema de flotación y del panel	81

4.6	Irradiación solar.....	86
4.7	Dimensionamiento de la planta fotovoltaica	95
4.7.1	Cálculo del número de paneles y de la potencia total de la instalación	95
4.7.2	Distancia de separación entre las células fotovoltaicas	99
4.7.3	Selección del inversor.....	102
4.7.4	Configuración de las células fotovoltaicas	104
4.7.5	Pérdidas generales	109
4.7.6	Pérdidas por sombras.....	110
4.7.7	Pérdidas producidas por polvo	111
4.7.8	Pérdidas por temperatura	113
4.7.9	Pérdidas en el cableado	116
4.7.10	Pérdidas en el inversor.....	117
4.7.11	Ratio Performance.....	117
4.7.12	Sistemas de protección	119
4.7.13	Red de puesta a tierra.....	121
4.8	Consideraciones económicas.....	124
4.9	Impacto medioambiental	127
Capítulo 5.	Análisis de resultados.....	130
Capítulo 6.	Trabajos futuros	134
Capítulo 7.	Bibliografía.....	137
ANEXO I	140	

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Diagrama unifilar simplificado de la instalación. Fuente: (PVSyst, 2022)...	10
Illustration 2: Simplified single diagram of the installation. Source: (PVSyst, 2022)	20
Ilustración 3: Parque fotovoltaico flotante de Shandong. Fuente: Google photos.	20
Ilustración 4: Parque fotovoltaico flotante de Umenoki. Fuente: Google photos.	21
Ilustración 5: Parque fotovoltaico flotante de la Reina Elisabeth. Fuente: Google photos ...	22
Ilustración 6: Parque fotovoltaico flotante de Otae. Fuente: Google photos.....	23
Ilustración 7: Parque fotovoltaico flotante de Jipyeong. Fuente: Google photos.....	24
Ilustración 8: Parque fotovoltaico flotante de Godley. Fuente: Google photos	25
Ilustración 9: Parque fotovoltaico flotante de Kato-Shi. Fuente: Google photos.....	26
Ilustración 10: Parque fotovoltaico flotante de Tsuga-IKE. Fuente: Google photos	27
Ilustración 11: Parque fotovoltaico flotante de Sakasama-Ike. Fuente: Google photos.....	28
Ilustración 12: Planta fotovoltaica flotante en el Embalse de Sierra Brava. Fuente: Acciona.	29
Ilustración 13: Modelo en 3D de la planta fotovoltaica de Sierra Brava. Fuente: Acciona.	30
Ilustración 14: Planta fotovoltaica en el Embalse de las Yeguas (Huelva). Fuente: Google photos.	31
Ilustración 15: Sistema de flotación Isofloating 4.0. Fuente: Isigenere.	32
Ilustración 16: Potencia fotovoltaica instalada en España peninsular. Fuente: Google photos.	33
Ilustración 17: Capacidad global instalada en plantas fotovoltaicas flotantes en el mundo. Fuente: Google photos.....	34
Ilustración 18: Impacto visual de la fotovoltaica terrestre. Fuente: Google photos.	37
Ilustración 19: Impacto visual de la fotovoltaica flotante. Fuente: Google photos.....	38
Ilustración 20: Limpieza de paneles fotovoltaicos convencionales. Fuente: Google photos.	39
Ilustración 21: Limpieza de panel fotovoltaico mediante robot. Fuente: Google photos.....	40

Ilustración 22: Limpieza de panel fotovoltaico mediante Spark. Fuente: NAANDANJAIN.	40
Ilustración 23: Nido en generador fotovoltaico. Fuente: Google photos.	41
Ilustración 24: Acondicionamiento del medio con cajas nido. Fuente: Google photos.	42
Ilustración 25: Principales elementos de una instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Renewable Energy Magazine.	43
Ilustración 26: Amarre rígido a pasarela. Fuente: Google photos.	45
Ilustración 27: Amarre elástico en tierra. Fuente: Google photos.	45
Ilustración 28: Amarre sumergido tensado con dados de hormigón. Fuente: Ingnova Proyectos.	46
Ilustración 29: Anclaje mediante pilote sumergido. Fuente: ResearchGate.	46
Ilustración 30: Sistema de anclaje mediante dados de hormigón. Fuente: Ingnova Proyectos.	47
Ilustración 31: Sistema de anclaje a la orilla. Fuente: Google photos.	47
Ilustración 32: Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: Ecoinventos.	48
Ilustración 33: Características técnicas de Hydrelío. Fuente: (ENFSolar, 2022).	49
Ilustración 34: Sistema de flotación SeaBlock. Fuente: (SeaBlock, 2022).	50
Ilustración 35: Primera instalación fotovoltaica flotante de España (Sistema de flotación SeaBlock). Fuente: Google photos.	51
Ilustración 36: Sistema de flotación de membranas. Fuente: (Fraga, 2021).	52
Ilustración 37: Sistema de flotación Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022).	53
Ilustración 38: Características de Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022).	53
Ilustración 39: Más características de Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022).	54
Ilustración 40: Mecanismo de flotación de Isofloating de Isigenere. Fuente: Elaboración propia.	55
Ilustración 41: Características técnicas del panel A-320P. Fuente: (ATERSA_Shop, s.f.).	56
Ilustración 42: Características del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Junta de Andalucía.	58
Ilustración 43: Plano cenital de la provincia de Córdoba. Fuente: Google Maps y elaboración propia.	60

Ilustración 44: Vista en planta del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Google Earth.	60
Ilustración 45: Orilla del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Google photos.	63
Ilustración 46: Tipos de anclaje de los sistemas de flotación. Fuente: Iberdrola.	64
Ilustración 47: Mapa de líneas de transporte disponibles en Córdoba. Fuente: Matías Juan Sánchez Mingarro.	67
Ilustración 48: Red eléctrica de municipios cercanos al embalse de Puente Nuevo. Fuente: PEM de Villaharta.	68
Ilustración 49: Vista cenital de la Subestación de Puente Nuevo. Fuente: Google Earth y elaboración propia.	69
Ilustración 50: Especificación de la línea de media tensión en la que se realizará el acoplamiento. Fuente: Google Maps y elaboración propia.	70
Ilustración 51: Trazado de la línea y punto de conexión al centro de transformación. Fuente: Google Earth y elaboración propia.	71
Ilustración 52: Entronque. Fuente: Jesús Trashorras Montecelos.	72
Ilustración 53: Evolución del precio del gasoil. Fuente: Google photos.	74
Ilustración 54: Esquema representativo de conexionado entre módulos fotovoltaicos y la bomba. Fuente: (Helioesfera, 2021)	76
Ilustración 55: Inclinación de 15°. Fuente: Google photos.	78
Ilustración 56: Inclinación de 35°. Fuente: Google photos.	78
Ilustración 57: Tipos de anclajes y fondeo. Fuente: Iberdrola.	79
Ilustración 58: Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 5°. Fuente: PVGIS.	83
Ilustración 59: Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 12°. Fuente: PVGIS.	83
Ilustración 60: Inclinación de los rayos solares en función del mes. Fuente: (MPPTSolar, 2023).	84
Ilustración 61: Sistema de seguimiento solar. Fuente: Google Photos.	84
Ilustración 62: Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: (EcoInventos, 2022)	Ilustración 58:
Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 5°. Fuente: PVGIS.	85

Ilustración 63:Panel A-320P de ATERSA. Fuente: (ATERSA_Shop, s.f.).....	85
Ilustración 64:Fenómenos de reflexión, absorción y transmisión. Fuente: Google photos.	86
Ilustración 65: Irradiación solar disponible en España. Fuente: Efimarket.....	87
Ilustración 66:Entrada de datos a PVGIS. Fuente: PVGIS.	88
Ilustración 67: Irradiación solar conjunta en el Embalse de Puente Nuveo. Fuente: PVGIS.	90
Ilustración 68:Coordenadas del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.	90
Ilustración 69: Relación entre irradiación difusa-global. Fuente: PVGIS.....	92
Ilustración 70:Temperatura media mensual en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS.	94
Ilustración 71:Cálculo de distancia entre paneles para evitar sombras. Fuente: (MonSolar, 2022).....	99
Ilustración 72:Resultados obtenidos mediante calculadora solar. Fuente: (MonSolar, 2022)	101
Ilustración 73: Características técnicas del inversor seleccionado. Fuente: (EnfSolar, 2021)	103
Ilustración 74: Algunas características técnicas del inversor. Fuente: Elaboración propia.	104
Ilustración 75: Características técnicas del combinador de strings seleccionado. Fuente: (SMA, s.f.).....	108
Ilustración 76: Distancia mínima entre paneles. Fuente: (MonSolar, 2022).....	110
Ilustración 77: Robot encargado de limpiar polvo acumulado en las células. Fuente: (Renovables, 2021).....	111
Ilustración 78: Aspersor encargado de limpiar la superficie de los generadores. Fuente: (NaanDanJain, 2022).....	112
Ilustración 79: Pica de puesta a tierra. Fuente: (Elvatron, 2022)	121
Ilustración 80: Tensión de contacto. Fuente: (AEMC, s.f.).....	121
Ilustración 81:Esquema de la red de puesta a tierra de 6 picas en paralelo. Fuente: Elaboración propia.....	123
Ilustración 82: Características principales del panel HOMMIIEE. Fuente: HOMMIIEE.	126

Ilustración 83: Deposiciones de aves sobre los generadores. Fuente: (Energético, 2021)	128
Ilustración 84: Anidaciones de aves sobre línea de media tensión. Fuente: Google photos.	129
Ilustración 85: Cajas nido para aves. Fuente: (Fundesplai, 2020).....	129
Ilustración 86: Distancia entre el cuadro eléctrico y el nudo de conexión. Fuente: (Earth, 2023).....	130
Ilustración 87: Cálculo de la distancia mínima entre paneles. Fuente: (MonSolar, 2022)	133

Índice de tablas

Tabla 1: Irradiación solar para un ángulo de basculación de 12°. Fuente: (PVGIS, PVGIS, 2020).....	10
Tabla 2: Cálculo de la potencia total instalada del parque fotovoltaico flotante. Fuente: Elaboración propia.....	11
Tabla 3: Cálculo del factor de rendimiento de toda la instalación. Fuente: Elaboración propia.	12
Table 4: Solar irradiation for a tilt angle of 12 degrees. Source: (PVGIS, PVGIS, 2023)..	20
Table 5: Calculation of the total installed power of the floating photovoltaic park. Source: Own production.	21
Table 6: Calculation of the performance factor for the whole installation. Source: Own production.....	22
Tabla 7: Plantas fotovoltaicas más grandes del mundo. Fuente: Elaboración propia.	19
Tabla 8:Tipos de amarres. Fuente: Elaboración propia.....	44
Tabla 9: Sistemas de flotación más empleados en la Industria. Fuente: Elaboración propia.	48
Tabla 10:Fabricantes de paneles fotovoltaicos más competitivos. Fuente: (WorldEnergyTrade, 2022)	56
Tabla 11: Embalses permitidos para campos fotovoltaicos. Fuente: Cordopolis.....	58
Tabla 12:Factura energética mensual de la demanda en kWh. Fuente: Elaboración propia.	75
Tabla 13: Irradiación solar en un plano a 12° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS. ..	82
Tabla 14:Irradiación solar en un plano a 5° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS.	82
Tabla 15: Coordenadas del Embalse de Puente Nuevo. Fuente: Elaboración propia.....	88
Tabla 16: Irradiación solar disponible en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS...	89
Tabla 17: Irradiación solar en un plano a 12° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS. ..	91
Tabla 18:Relación radiación solar difusa-global. Fuente: PVGIS.	92
Tabla 19:Temperatura media mensual en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS. ..	93
Tabla 20: Cálculo de la potencia total instalada en la planta. Fuente: Elaboración propia.	97

Tabla 21: Información de las características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor. Fuente: Elaboración propia.....	106
Tabla 22: Rango de la temperatura ambiente permitida por el inversor. Fuente: Elaboración propia.	106
Tabla 23: Resultados obtenidos. Fuente: (Helioesfera, Helioesfera, 2022)	107
Tabla 24: Principales pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia.	109
Tabla 25: Temperatura media en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: Elaboración propia.	113
Tabla 26: Temperatura media del panel. Fuente: Elaboración propia.....	114
Tabla 27: Rendimiento mensual de los paneles considerando pérdidas producidas por efecto de la temperatura. Fuente: Elaboración propia.	115
Tabla 28: Factor de rendimiento final de toda la instalación. Fuente: Elaboración propia.	118
Tabla 29: Protecciones principales que debe de tener una instalación fotovoltaica convencional. Fuente: Elaboración propia.	119
Tabla 30: Principales costes de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	124
Tabla 31: Coste de los seguros de la instalación. Fuente: Elaboración propia.....	125
Tabla 32: Principales elementos que conforman la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	130
Tabla 33: Factor de rendimiento de la instalación. Fuente: Elaboración propia.	132

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en dimensionar una instalación fotovoltaica flotante real de 3MWp localizada en el embalse de Puente Nuevo situado en la provincia de Córdoba. Tiene como principal objetivo el poder abastecer energéticamente a un consumo que se encuentre en las proximidades del emplazamiento de toda la instalación fotovoltaica.

Se pretende contribuir de forma positiva sobre algunos de los diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que recoge la Agenda 2030. El proyecto apuesta por el empleo de las energías renovables, apuesta por un futuro más limpio en cuanto a generación de energía se refiere empleando un tipo de tecnología novedosa; planta de producción de energía eléctrica conformada por paneles fotovoltaicos flotantes.

El principal impacto que tiene el empleo de este tipo de tecnología es que se prescinde de la superficie terrestre a la hora de realizar el emplazamiento de las plantas de generación. Hoy en día, ya se tienen grandes dificultades al posicionar una planta fotovoltaica terrestre debido a la gran superficie que requiere tanto como para su correcto posicionamiento como mantenimiento, es por ello por lo que se considera que la fotovoltaica flotante ha de ser estudiada en profundidad como una nueva alternativa ante la problemática en cuanto a escasez de terreno se refiere.

Esta tecnología, particularmente las plantas de generación de energía eléctrica formadas por paneles fotovoltaicos flotantes ya ha sido objeto de estudio en España, pero principalmente para instalaciones de autoconsumo. Son los países como China, Japón, Reino Unido y Corea del Sur, quienes se encuentran actualmente explotando esta tecnología a gran escala. Las mayores instalaciones fotovoltaicas flotantes las poseen China (Anhui) con una planta de más de 1640 hectáreas y 500MW de capacidad y la segunda la posee Japón (Saitama) con una instalación que abarca las 7.43 hectáreas y una capacidad de 7.5MW.

Sin embargo, en España, en el año 2020, fue Acciona quien decidió explorar esta nueva forma de producción de energía con la particularidad de emplear embalses y presas para ello, logrando diseñar y dimensionar la primera planta fotovoltaica flotante conectada a la red eléctrica localizada en el embalse extremeño de Sierra Brava (Cáceres). La planta abarca 1.2 hectáreas de las 1650 hectáreas disponibles y tiene una capacidad total de 1.125MW.

Según MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) en España se disponen de 105 ubicaciones en las que se pueden emplazar este tipo de instalaciones una vez concedidos los permisos necesarios, por lo que España dispone del recurso luego es conveniente explorar en profundidad cómo esta tecnología puede llegar a revolucionar el sector industrial como ya lo ha hecho en países como Japón, Reino Unido y China.

1.2 OBJETO DEL PROYECTO

El presente proyecto consiste en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica flotante de 3MWp localizada en el embalse de Puente Nuevo (Córdoba) y tiene como principal objetivo poder abastecer energéticamente a un determinado consumo que se encuentre cerca de las proximidades del emplazamiento de la instalación fotovoltaica. La selección del emplazamiento se ha realizado a conciencia debido a que, al tratarse de una planta conectada a la red, se requiere de algún tendido eléctrico cercano para que pueda realizarse un vertido de la energía sobrante y asimismo obtener un ingreso en función de la energía que se logre suministrar.

En cuanto a los principales aspectos a considerar a la hora de realizar tanto el diseño como el dimensionamiento de toda la instalación se tendrá en consideración la relación calidad-precio de cada uno de los componentes que van a conformar toda la instalación, intentando, en la medida de lo posible, minimizar los gastos. En primera instancia se optará por aquellos que sean más económicos y, asimismo, que tengan las características que se especifiquen para un correcto funcionamiento de la planta.

Como objetivo secundario se tiene el de promover el uso de este tipo de tecnologías en España para fines similares, como es en este caso, el de suministrar una cantidad de energía demandada por un consumo, ya que actualmente la mayoría de los emplazamientos fotovoltaicos flotantes que existen en la península son destinados principalmente a investigación y desarrollo. De este modo, mostrando la eficacia que supone esta nueva forma de producción de energía eléctrica y estudiando tanto las posibles ventajas como desventajas se pretende inquietar a las grandes empresas del sector eléctrico español, de forma que se atraiga su atención e inicien un nuevo camino y que dispongan de una alternativa más hacia la transición energética que se vive en la actualidad.

1.3 ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

Con el propósito de poner fin a la pobreza, proteger el planeta y mejorar la vida de las personas en todo el mundo se establecieron en el año 2015 los denominados Objetivos de Desarrollo Sostenible o también calificados como Objetivos de Desarrollo Globales.

La Agenda 2030 tiene cómo propósito cumplir los diecisiete objetivos progresando a una velocidad suficiente como para poder preservar el planeta y cuidar a todos los integrantes del mismo. Sin embargo, es otra la realidad, las medidas encargadas de perseguir el cumplimiento de dichos propósitos progresan, pero no lo hacen ni a la velocidad ni a la escala que se requiere.

Con el presente proyecto al emplear un método de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables, se pretenden acelerar aquellas medidas encargadas de preservar el medio ambiente y el ecosistema.

En particular, al estar dimensionando un parque fotovoltaico flotante para abastecer un determinado consumo, se está destacando el importante papel que pueden llegar a desempeñar las fuentes de generación de origen renovable siempre y cuando se haga un uso adecuado de las mismas.

1.4 ALCANCE

El alcance que tiene el proyecto va desde el dimensionamiento de toda la instalación fotovoltaica hasta el acoplamiento a la red eléctrica a través de un tendido aéreo cercano a las proximidades del emplazamiento de toda la instalación. Quedan fuera del alcance el estudio de las instalaciones y/o edificaciones de operación y maniobra (centro de transformación, sala de control y obra civil).

Se comenzará realizando un estudio del arte acerca de los diferentes sistemas de flotación disponibles, haciendo una comparación entre ellos y seleccionando aquel que mejor se adapte a los requisitos de la zona geográfica dónde van a ser emplazados.

Posteriormente, se continuará con un análisis de la zona geográfica del emplazamiento, estudiando sus características meteorológicas, así como la irradiación solar disponible en la zona. Para ello se empleará el programa PVGIS que permite realizar un estudio específico en la zona de la instalación y da información acerca de la irradiación solar disponible ya sea de forma diaria, mensual o incluso anual. En cuanto al diseño se refiere, también será de gran utilidad para estudiar el grado de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos de tal forma que se pueda sacar el máximo rendimiento en condiciones de operación.

Seguidamente se estudiará el consumo que se quiere abastecer siendo necesario el conocimiento de los KWh consumidos de forma mensual ya que es necesario para poder estimar la potencia total de la planta fotovoltaica sin tomar en cuenta el sobredimensionamiento que será necesario realizar posteriormente debido a las pérdidas ocasionadas en toda la instalación.

Para realizar un correcto sobredimensionamiento de la instalación será necesario conocer las pérdidas totales a las que están sometidas las plantas fotovoltaicas flotantes, es por ello por lo que se estudiarán los diferentes tipos de pérdidas (suciedad en los paneles, efecto de la temperatura, pérdidas en los conductores, efecto sombra, entre otras).

Para poder realizar un vertido de la energía sobrante a la red eléctrica española, es necesario disponer de un inversor, de tal forma que se realice la conversión de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC). También será necesario disponer de un tendido eléctrico aéreo cercano de tal forma que se pueda realizar un acoplamiento a la red sin necesidad de implantar una línea eléctrica de largas dimensiones (puesto que encarecería el coste de toda la instalación) y así obtener un ingreso extra en función de la energía que se suministre. El inversor tiene un importante papel ya que, en función de algunas de sus características, la configuración de los paneles (formato serie o paralelo) será una u otra.

Posteriormente se continuará con el análisis de la puesta a tierra tanto de toda la malla flotante, así como las masas metálicas, calculando la resistencia de puesta a tierra necesaria y valorando todas las opciones que hay en el mercado en función de los fabricantes más competitivos.

Finalmente, se analizarán los resultados obtenidos acompañados de una estimación económica con el objetivo de conocer cual sería la inversión inicial del proyecto. También se reflexionará acerca de las posibles mejoras con las que puedan dotarse a la planta de tal forma que pueda verse un incremento notable en rendimiento/eficiencia o una disminución en el coste total de toda la instalación fotovoltaica.

1.5 JUSTIFICACIÓN

La realización del presente proyecto se ve motivada por varias razones principalmente. En cuanto a razones técnicas se refiere, se quiere investigar más acerca de la producción de energía eléctrica a través del uso de paneles fotovoltaicos flotantes destinados a un determinado fin, que no sea investigación y desarrollo. Si se realizara una comparativa entre la fotovoltaica terrestre y flotante, son muchas las ventajas que se pueden observar y es por ello por lo que conviene reseñar algunas de las más relevantes.

Una de las principales ventajas que tiene esta tecnología es que evita afecciones al suelo terrestre. Las instalaciones fotovoltaicas terrestres requieren de grandes superficies para su emplazamiento. La principal problemática de todo ello es que normalmente se demanda un suelo llano frente a uno con grandes oscilaciones terrenales que dificultaría la instalación tanto de los sistemas de sujeción como de las propias células fotovoltaicas y, asimismo, se encarecería el coste total de la instalación debido al acondicionamiento que se debería de realizar antes de emplazar toda la planta. Normalmente, dichos terrenos suelen emplearse por los agricultores y además van acompañados de una gran vegetación por lo que se generaría un gran impacto a nivel medioambiental.

En cuanto a las ventajas técnicas en lo que se refiere a las células fotovoltaicas, cabe reseñar que si los paneles se encuentran situados sobre una gran masa de agua (como es el caso de la fotovoltaica flotante) tanto la eficacia como el rendimiento de las placas se vería incrementado. Todo ello es debido al importante papel que desempeña el efecto de la temperatura. La temperatura ideal para un correcto funcionamiento de los paneles se encuentra alrededor de los 25°C (puede diferir en función del fabricante), sin embargo, si dicha temperatura aumentara hasta por encima de los 40°C el rendimiento se ve reducido de inmediato al 80%. Con ello se puede observar como simplemente prescindiendo del terreno y empleando grandes superficies de agua embalsada la temperatura a la que estarán sometidos los paneles será menor y se observarán mejoras notables a nivel de eficacia y rendimiento, pudiendo verse incrementado hasta en un 15%.

Otra de las ventajas fundamentales que surge a la hora de emplear este tipo de tecnología, es que ayuda a reducir la evaporación de las aguas embalsadas que principalmente son destinadas al consumo. Según diversos estudios hidrológicos, se sostiene que el año 2022 ha sido el año más seco de toda la historia desde 1961 y de esta forma se puede contribuir a que la capacidad de los embalses deje de disminuir tanto como sucede en la actualidad.

El principal objetivo del uso de paneles fotovoltaicos consiste en captar la mayor cantidad de irradiación solar disponible en la zona, de forma que ésta pueda ser convertida en energía eléctrica. Debido a ello, en toda la zona del emplazamiento que se encuentre cubierta tanto por el sistema de flotación como por las células fotovoltaicas (efecto sombra), se verá una menor incisión de la irradiación solar. Esto permite que la generación de algas en el embalse sea menor y que el número de etapas necesarias en la ETAP (Estación de Tratamiento de Agua Potable) también, con lo que el coste total que supone la potabilización del agua embalsada se vería reducido.

En cuanto a la justificación técnica se refiere, se pretende poner de manifiesto los conocimientos adquiridos a lo largo del grado en “Ingeniería en Tecnologías Industriales” cursado en la Universidad Pontificia de Comillas ICAI-ICADE. En el transcurso del grado, se cursan asignaturas que dotan al estudiante de los conocimientos necesarios para poder llevar a cabo un proyecto como el que es objeto de estudio. Asignaturas como: Instrumentación Eléctrica, Protecciones Eléctricas, Centrales y Subestaciones Eléctricas y Ampliación de Sistemas de Energía son las encargadas de profundizar en los aspectos más relevantes que todo ingeniero industrial debe de considerar a la hora de realizar un proyecto que consiste en el dimensionamiento de una instalación para el abastecimiento energético de un determinado consumo.

Al igual que el entusiasmo que se tiene de poder poner en práctica todos los conocimientos adquiridos, se suma un gran interés por el sector energético. A nivel más personal, ambos hacen que el presente proyecto se enfoque con pasión y emoción sabiendo que se puede abrir camino a un tipo de tecnología que puede revolucionar el sector industrial.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS

En el presente proyecto se van a emplear una serie de herramientas de tal forma que el dimensionado de la instalación fotovoltaica sea lo más realista posible. Para poder realizar una correcta selección del emplazamiento (embalse) se debe de realizar un estudio de la irradiación solar disponible y de la temperatura media mensual. Para ello hay varias herramientas de las que se pueden hacer uso. La herramienta que se ha empleado en este proyecto es PVGIS.

PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) es un programa en línea desarrollado por la Comisión Europea para evaluar el potencial de energía solar fotovoltaica en cualquier ubicación del mundo. El programa es capaz de mostrar información acerca de la irradiación solar disponible, temperatura media mensual, ángulo de inclinación óptimo de los paneles para maximizar la generación y más datos informativos que se deben de tener en cuenta a la hora de llevar a cabo un dimensionamiento real de una planta de generación fotovoltaica. PVGIS cuenta con una base de datos actualizada de información climática que proporciona tanto en forma de ilustración interactiva como en formato tabla: la irradiación solar media, la temperatura media y la velocidad del viento media de forma anual y mensual. Todas estas variables son las que van a influir en las estimaciones sobre la producción de energía eléctrica.

PVGIS también es capaz de proporcionar una vez seleccionadas las coordenadas del emplazamiento dónde se quiere ubicar la planta fotovoltaica, el ángulo de inclinación óptimo que maximiza la producción de energía. Evidentemente, si se desea que la producción de energía eléctrica sea máxima se debería de emplear un sistema de seguimiento solar que garantice un impacto de irradiación solar óptimo sobre las células, el principal inconveniente que presentan dichos sistemas es el coste que suponen. En resumen, PVGIS es una herramienta muy útil para cualquier proyecto ingenieril que consista en dimensionar una instalación fotovoltaica desde cero y en la que además se requiera realizar una estimación de la producción de energía de forma anual.

Capítulo 3. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Los principales países en posesión de las plantas fotovoltaicas flotantes más conocidas son China (Anhui) con una planta de más de 1640 hectáreas y 20MW de capacidad y la segunda la posee Japón (Saitama) con una instalación que abarca las 7.43 hectáreas y una capacidad de 7.5MW.

Sin embargo, en España la única planta fotovoltaica acoplada a la red eléctrica se encuentra en la provincia de Cáceres situada en el Embalse de Sierra Brava. A diferencia de las plantas que poseen tanto China como Japón, el parque fotovoltaico de Sierra Brava tiene una potencia total de 1MW, es decir un 5% de la potencia total instalada si se compara con la que se encuentra situada en China (Anhui).

Es por tanto de suma importancia analizar cómo estos países se encuentran explotando los parques fotovoltaicos flotantes y así tener una visión conceptual y general acerca de cómo debería o no España seguir aumentando la implantación de este tipo de parques en los embalse o lagos.

Actualmente, en España ya se ha empleado esta tecnología de posicionar las células fotovoltaicas en vez de en superficie terrenal, en embalses, lagos o presas. Sin embargo, la mayoría de los proyectos que se han llevado a cabo se encuentran en investigación y desarrollo con lo que no es un tipo de tecnología que se encuentre perfectamente implantada. Son cada vez más las empresas encargadas de la generación de energía eléctrica en España (Acciona e Iberdrola) las que han decidido invertir en este tipo de tecnología de tal forma que se logre encontrar un equilibrio entre tiempo, coste, calidad y capacidad. Lo más relevante a tener en consideración a la hora de dimensionar este tipo de plantas es primero saber quiénes serán los futuros consumidores de dicha energía de tal forma que se pueda estimar la energía total a producir en función de la capacidad de la que se disponga y segundo encontrar un compromiso entre el coste total de la instalación y la calidad que presente la misma en lo que a rendimiento y eficiencia se refiere.

3.1 FOTOVOLTAICA FLOTANTE

3.1.1 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS FLOTANTES MÁS GRANDES DEL MUNDO

A continuación, se presenta en la Tabla 7 las instalaciones fotovoltaicas flotantes más grandes de todo el mundo y su posterior análisis.

<i>Número</i>	<i>País</i>	<i>MW</i>	<i>Ciudad</i>
1	China	20	Anhui
2	Japón	7.5	Saitama
3	Reino Unido	6.33	Londres
4	Corea del Sur	3	Sangju
5	Corea del Sur	3	Sangju
6	Reino Unido	2.9	Godley
7	Japón	2.8	Takaoka
8	Japón	2.4	Mie
9	Japón	2.3	Hyogo

Tabla 7: Plantas fotovoltaicas más grandes del mundo. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se procede a describir cada una de las plantas fotovoltaicas flotantes numeradas en la Tabla 7. Todas las características técnicas han sido tomadas de diferentes fuentes (Simemis, 2020)

3.1.1.1 Huainan City. 20MW. China

La primera de ellas se encuentra en la provincia China de Shandong situada muy cerca de la central térmica de Dezhou. Huaneng Power International (HPI) fue la encargada de llevar a cabo dicho proyecto, desarrollándolo en dos fases claramente diferenciadas. La primera de ellas consistió en un primer módulo con una capacidad de 200MW mientras que la segunda fase consistió en desarrollar un segundo módulo con una capacidad de 120MW. Los encargados tanto de diseñar como dimensionar toda la instalación estiman que aproximadamente los dos módulos en su conjunto podrían llegar a generar unos 150 millones de kWh anuales.

Esta generación de energía sería puramente renovable con lo que se estaría incentivando al desuso del carbón y sería una aproximación hacia una futura descarbonización.



Ilustración 3: Parque fotovoltaico flotante de Shandong. Fuente: Google pots.

Analizando más en profundidad la configuración de la planta, a la vista de la Ilustración 3, ésta se encuentra conformada por 13 islas conectadas que abarcan aproximadamente las 150ha. Como curiosidad cabe mencionar que los inversores se instalaron a lo largo de todo el perímetro del lago puesto que, en las proximidades, no se contaba con la superficie terrestre suficiente como para poder emplazar todo el conexionado de los mismos. De este modo se perjudicó lo menos posible a los agricultores de la zona.

3.1.1.2 Umenoki. 7.5MW. Japón.

La segunda planta a analizar es la planta fotovoltaica flotante de Umenoki situada en Japón. A continuación, en la Ilustración 4 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 4: Parque fotovoltaico flotante de Umenoki. Fuente: Google pots.

La planta de Umenoki se encuentra emplazada en la ciudad de Higashimatsuyama (Kanto, Japón) en un embalse cuya principal agua se emplea para el riego agrícola. La planta está conformada por un total de 27.456 paneles cada uno con una potencia de 275Wp. En cuanto a la superficie ocupada, el embalse tiene una superficie disponible de 12.93ha y la instalación ocupa el 57.46% del mismo, es decir, 7.43ha. Cabe destacar que hay una gran diferencia entre las hectáreas que se permiten ocupar en España y en este caso en particular, en Japón. Ello es debido a que cada país se rige por diferentes normas y en el caso de España es el MITECO el encargado de decidir que superficie se encuentra o no disponible de cada uno de los embalses.

En cuanto al sistema de anclaje empleado, cabe reseñar que al tratarse de un embalse sometido a grandes corrientes de agua debido a la variación de la velocidad del viento sobre la superficie acuática y sometido a un desnivel continuo debido a la evaporación de agua embalsada, por ello se tuvieron que emplear lo que se denomina como anclas de tierra para tener la rigidez y capacidad suficiente como para soportar fuertes oscilaciones y variaciones del nivel del agua embalsada. Dicho sistema de anclaje al tratarse de uno muy específico y con unas características y cualidades particulares tuvo que ser suministrado por la empresa

Ciel Terre (The Floating Solar System), empresa familiarizada con este tipo de tecnologías en cuanto a plantas solares fotovoltaicas se refiere.

En cuanto al tiempo empleado tanto para su instalación como para su puesta en marcha se emplearon alrededor de 22 semanas debido a que se trataba de un proyecto de gran envergadura.

3.1.1.3 Queen Elisabeth II Reservoir. 6.3MW. Reino Unido.

La tercera planta a analizar es la que se encuentra en la Reserva de la Reina Elisabeth situada al oeste de Londres (Reino Unido). A continuación, en la Ilustración 5 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 5: Parque fotovoltaico flotante de la Reina Elisabeth. Fuente: Google pots

Esta planta fotovoltaica es la más grande que se puede localizar de todas las que se encuentran instaladas en toda Europa. El proyecto se llevó a cabo por Lighthsource Renewable Energy que es uno de los desarrolladores de plantas solares más grandes y competitivos de todo el mundo excluyendo China.

La planta fotovoltaica está compuesta por un total de 23.000 paneles con los cuales se puede llegar a generar la energía eléctrica demandada por unas 1.800 viviendas si las circunstancias lo permiten, es decir, si se dispone tanto de la irradiación solar y horas de sol necesarias.

Para soportar las células fotovoltaicas Ennoviga Solar empleó un total de 61.000 flotadores cuya parte posterior se encuentra directamente conectada con el subsuelo del embalse mediante 177 anclajes. Como curiosidad, cabe resaltar que este fue el primer proyecto de Ennoviga Solar más grande fuera de Japón lo cual muestra el nivel de curiosidad de las empresas por hacer uso de la FPV en Europa.

3.1.1.4 Otae Reservoir. 3MW. Corea del Sur.

La cuarta planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la Reserva de Otae situada en Sangju (Corea del Sur). A continuación, en la Ilustración 6 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 6: Parque fotovoltaico flotante de Otae. Fuente: Google pots

La planta solar ocupa aproximadamente $64.000m^2$ de toda la superficie embalsada y tiene la capacidad suficiente como para generar 8.600MWh/año, es decir, es capaz de generar la energía suficiente como para poder abastecer a 2.400 viviendas.

Otro de los aspectos más interesantes a analizar de las plantas fotovoltaicas flotantes es el impacto que supone su instalación sobre grandes masas de agua. Al emplazar las plantas en embalses, debido a la proyección de la sombra de los paneles sobre la superficie acuática, los niveles de evaporación del agua del embalse se ven reducidos de forma anual al igual que las emisiones que se liberan de CO_2 hacia la atmósfera. En este caso en particular el parque fotovoltaico de Otae es capaz de reducir hasta 3.600 toneladas de CO_2 , según el Grupo LG, es lo equivalente a la plantación de 1.2 millones de pinos cerca de las inmediaciones del embalse.

3.1.1.5 Jipyeong Reservoir. 3MW. Corea del Sur.

La quinta planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la Reserva de Jipyeong situada en la ciudad de Sangju (Corea del Sur). A continuación, en la Ilustración 7 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 7: Parque fotovoltaico flotante de Jipyeong. Fuente: Google pots

La planta de Jipyeong fue llevada a cabo por LG CNS y ocupa aproximadamente $64.000m^2$ de la superficie de todo el embalse. Tiene una capacidad de 3MW y si las circunstancias lo permiten puede llegar a generar hasta 8.600 MWh/año, energía que puede abastecer aproximadamente a dos millares y medio de viviendas.

Se decidió que se pudiera realizar una conexión a la red eléctrica y asimismo fue, en diciembre de 2015 se conectó a la red. Al igual que sucedía con la planta situada en la Reserva de Otae, la instalación de la planta favoreció a reducir los niveles de evaporación de agua embalsada y además redujo las emisiones de CO_2 . En particular, se lograron reducir hasta 3.600 toneladas de CO_2 que se expulsaban hacia la atmósfera.

3.1.1.6 Godley Reservoir Floating Solar PV. 3MW. Reino Unido.

La sexta planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la Reserva de Godley situada en Reino Unido. A continuación, en la Ilustración 8 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 8: Parque fotovoltaico flotante de Godley. Fuente: Google pots

La planta fotovoltaica de Godley es una de las más grandes que se puede localizar en todo Europa. La instalación está conformada por 12.000 paneles los cuales se encuentran apoyados en 29.263 flotadores encontrándose éstos últimos unidos al fondo del embalse mediante 46 anclajes que garantizan una fuerte y segura sujeción. La planta tiene una capacidad de 3MW y puede llegar a producir 2.7GWh/anuales. La empresa encargada tanto de realizar el dimensionamiento, diseño, instalación y puesta en marcha fue Forrest invirtiendo un total de 3.5 millones de libras esterlinas.

3.1.1.7 Kato-Shi. 2.8.Japón.

La séptima planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la ciudad de Takaoka-Kansai (Japón). A continuación, en la Ilustración 9 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 9: Parque fotovoltaico flotante de Kato-Shi. Fuente: Google pots

La planta de Kato-Shi tiene la peculiaridad de que se encuentra instalada no en una sino en dos balsas de riego pertenecientes a Hyogo. En lo referente a los módulos fotovoltaicos, éstos tienen una potencia pico de 255W y se compraron a Kyocera, una de las empresas más competitivas en cuanto a sistemas modulares FPV se refiere. El parque está conformado por un total de 11.256 paneles ocupando un total de 3.13ha de las 5.28ha de las que dispone el embalse. Cabe resaltar que el proceso de instalación y puesta en marcha fue largo (16 semanas) debido a la complejidad encontrada a la hora de realizar los anclajes.

3.1.1.8 Tsuga IKE. 2.4MW. Japón.

La octava planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la ciudad de Susuka (Japón). A continuación, en la Ilustración 10 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 10: Parque fotovoltaico flotante de Tsuga-IKE. Fuente: Google potos

Esta planta fotovoltaica se encuentra emplazada en una balsa destinada al riego agrícola situada en la prefectura del Mie (Japón). La compañía encargada tanto de diseñarla y dimensionarla fue Ciel & Terre, se trata de una compañía francesa especializada en el diseño y dimensionado de islas flotantes fotovoltaicas. Uno de los principales problemas con el que se toparon fueron las fuertes oscilaciones y variaciones del nivel de agua embalsada. Esto es decisivo a la hora de dimensionar una planta puesto que se deberá de tomar en consideración si no se quiere tener problemas cuando el nivel del agua aumente debido a las precipitaciones o disminuya debido a la evaporación. Ciel & Terre se inclinó por el uso de anclas de tierra enterradas a una determinada profundidad que solventaban dicho problema.

3.1.1.9 Sakasama Ike. 2.3MW. Japón.

La novena planta a analizar es la que se encuentra emplazada en la ciudad de Kasai (Japón). A continuación, en la Ilustración 11 se muestra una vista cenital de la misma.



Ilustración 11: Parque fotovoltaico flotante de Sakasama-Ike. Fuente: Google pots

El parque fotovoltaico de Sakasama-Ike tiene una capacidad de 2.3MW y está conformado por un total de 9.072 células en distintos módulos con una potencia pico de 255W (Kyocera). En cuanto a la superficie empleada, el embalse tiene un total de 7.12ha, sin embargo, sólo 2.61ha han sido empleadas para realizar todo el emplazamiento. En cuanto al tiempo empleado para su correcta instalación, fueron 11 semanas las que se necesitaron para instalar todos y cada uno de los componentes de la planta, sin embargo, no se conectó a la red hasta el año 2015. Al igual que sucedía con el parque fotovoltaico situado en la prefectura del Mie (Japón), se precisó de un robusto sistema de anclaje y flotación para poder soportar tanto las corrientes acuáticas como los desniveles del agua embalsada. Con el propósito de garantizar un correcto funcionamiento de los sistemas de flotación y anclaje en caso de posibles desniveles de agua se optó por pedir ayuda a la compañía francesa Ciel & Terre especializada tanto en sistemas de flotación como anclajes.

3.2 FOTVOLTAICA FLOTANTE EN ESPAÑA

3.2.1 FOTVOLTAICA FLOTANTE CONECTADA A LA RED

Actualmente, en España sólo se dispone de un parque fotovoltaico flotante conectado a la red. Dicho parque se encuentra instalado en el Embalse de Sierra Brava en Cáceres y es propiedad de Acciona. A continuación, se procede a mostrar su configuración mediante la Ilustración 12.

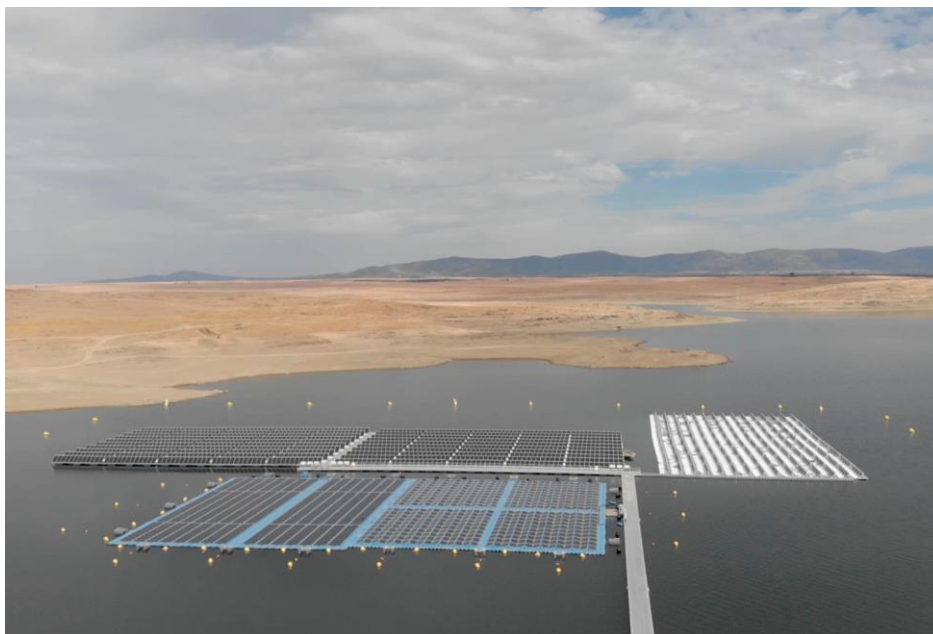


Ilustración 12: Planta fotovoltaica flotante en el Embalse de Sierra Brava. Fuente: Acciona.

A la vista de la Ilustración 12, se puede apreciar todo el “lay-out” de la instalación destacando los 5 diferentes campos que conforman toda la planta. El principal objetivo de su construcción fue el de estudiar más en profundidad esta tecnología mediante el empleo de diferentes tipos de paneles fotovoltaicos, sistemas de flotación, grados de inclinación respecto a la horizontal y forma de conexión entre las células.

La planta abarca unos 12.000 m^2 lo que supone el 0.07% de toda la superficie del embalse y consta con un total de 3.000 paneles capaces de generar todos ellos en su conjunto un total de 1.1MW de energía que podría alimentar perfectamente a unas 10.000 viviendas durante todo el año.

Es relevante destacar el sistema de anclaje del que dispone la planta para poder fijar los diferentes flotadores. Acciona como se puede apreciar en el Ilustración 13 optó por emplear un sistema de fondeo fabricado en hormigón que, mediante diferentes cabos como si de una tela de araña se tratara, impedía el movimiento de las cinco infraestructuras que conforman la planta fotovoltaica debido principalmente a las corrientes de agua y de viento.

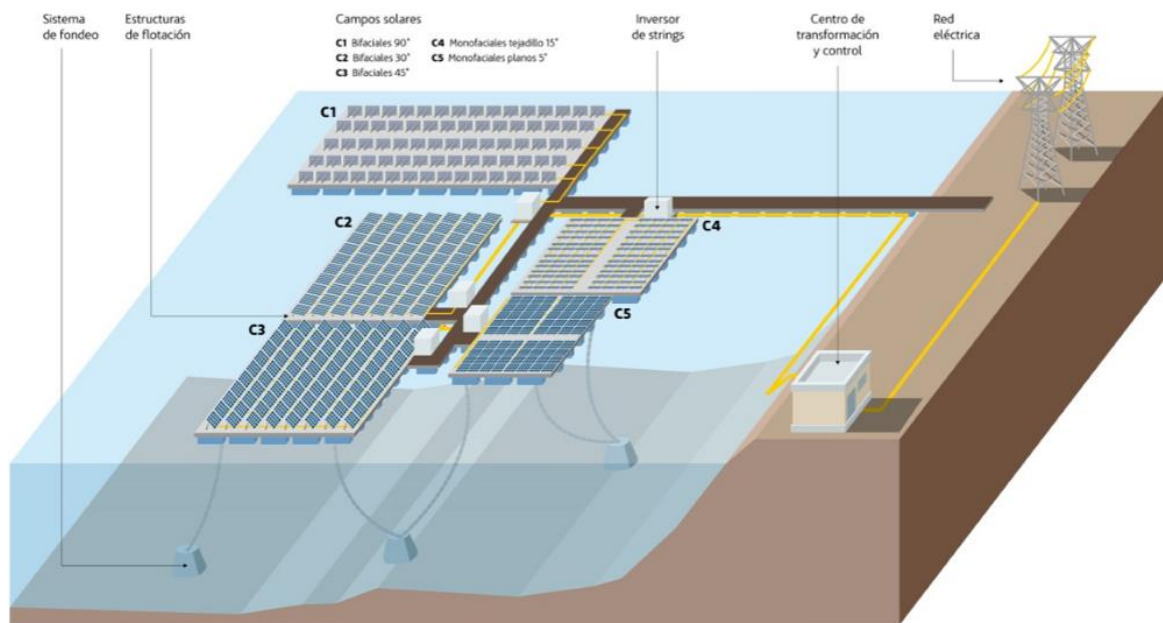


Ilustración 13: Modelo en 3D de la planta fotovoltaica de Sierra Brava. Fuente: Acciona.

Para ello, se tuvo que acondicionar todo el perímetro de la instalación de tal forma que toda la planta quedara acordonada y delimitada para que las posibles embarcaciones que pudieran acercarse no supusieran un peligro.

Es importante tener en consideración, la convivencia de la instalación fotovoltaica con la posible fauna que predomine en la zona. Sierra Brava es un embalse muy frecuentado por aves tales como la cigüeña negra o la garcilla cangrejera. Con el fin de evitar la nidación de este tipo de aves sobre los paneles fotovoltaicos, se realizó un acondicionamiento alrededor de todo el perímetro del embalse instalando cajas nido en los árboles de la zona.

3.2.2 PARQUE FOTOVOLTAICO FLOTANTE QUE ALIMENTA UN SISTEMA DE BOMBEO

Con el objetivo de tener una visión más cercana acerca del uso de las plantas fotovoltaicas flotantes destinadas al abastecimiento de un determinado consumo como se trata en el presente caso de estudio, se procede a analizar una de las primeras plantas situada en España y destinada al abastecimiento de un consumo que consiste en alimentar un sistema de bombeo destinado al riego agrícola. La planta se encuentra en el término municipal de Cartaya (Huelva) situada en el Embalse de las Yeguas. A continuación, mediante la Ilustración 14 se muestra la configuración de dicha instalación.



Ilustración 14: Planta fotovoltaica en el Embalse de las Yeguas (Huelva). Fuente: Google potos.

Una de las principales razones por las que se decide alimentar un sistema de bombeo destinado al riego agrícola es debido a las continuas sequías que sufren los agricultores españoles. De esta forma y con la energía necesaria que pueda alimentar las bombas encargadas de hacer llegar el agua desde el embalse hasta las cosechas, los agricultores no sufrirían las pérdidas de sus cultivos.

La instalación cuenta con 3584 paneles fotovoltaicos de 450Wp situados sobre un determinado sistema de flotación denominado Isofloating 4.0. Todos ellos en su conjunto es lo que permite a la instalación tener una potencia instalada de 1.6MWp.

Cabe mencionar que el sistema de flotación empleado Isofloating 4.0 fue desarrollado por la empresa española Isigenere, la cual tiene unos 10 años de experiencia en cuanto al diseño y fabricación de sistemas de flotación se refiere. El emplear un sistema de flotación cuyo fabricante es español fue debido a que se quiso minimizar los costes totales de la instalación y se valoró el adquirirlos en España en lugar de comprarlos en el extranjero ya que el transporte incrementaba claramente el coste final.

A continuación, mediante la Ilustración 15 se muestra el sistema de flotación Isofloating 4.0 con el objetivo de poder analizar sus características más destacables.

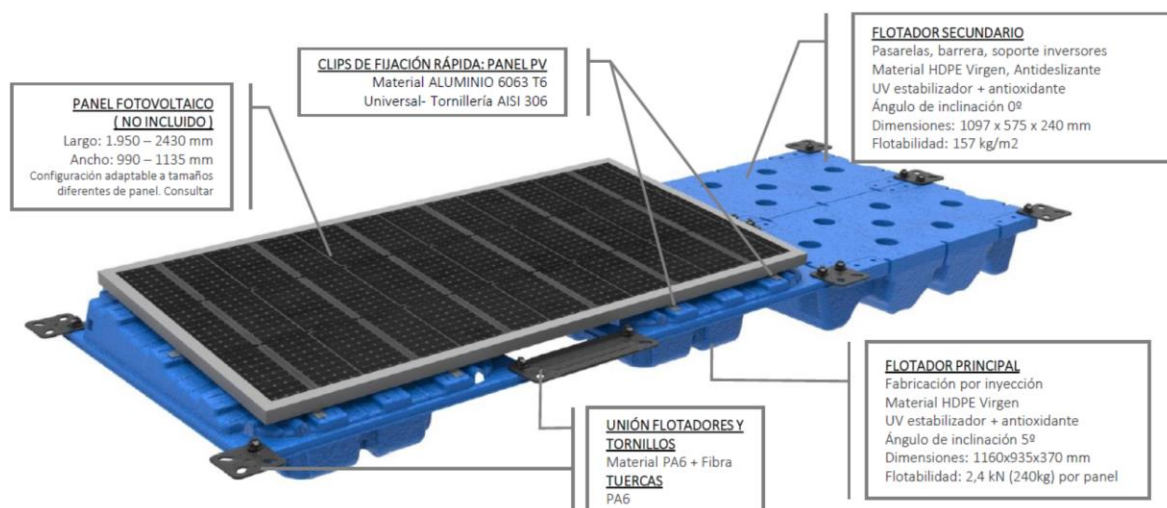


Ilustración 15: Sistema de flotación Isofloating 4.0. Fuente: Isigenere.

El principal objetivo de la planta fotovoltaica emplazada en el Embalse de las Yeguas fue principalmente ayudar a los agricultores cuyas cosechas (cerca de las inmediaciones de todo el parque) se encontraban gravemente afectadas debido a los años de sequía que llevan sufriendo en España.

Sin embargo, dicho proyecto tenía una serie de beneficios secundarios como consecuencia de seleccionar una superficie de agua embalsada. Aparte de luchar contra la sequía, también se ayudó a que el Embalse de las Yeguas sufriera una evaporación de agua anual menor debido a la sombra proyectada sobre el embalse de toda la instalación. Además, al haber un menor impacto de la irradiación solar sobre el agua, se ayudó a la reducción de la proliferación de algas.

3.3 COMPARACIÓN ENTRE PLANTAS PV FLOTANTES Y TERRESTRES

Es muy importante conocer tanto las similitudes como diferencias que tienen las plantas fotovoltaicas flotantes y terrestres, es por ello por lo que en este apartado se procede a realizar una comparativa del uso de las células fotovoltaicas en emplazamientos tales como embalses, lagos o presas y en el terreno.

La energía producida a través de paneles fotovoltaicos no se trata de una novedad hoy en día puesto que fue ya en el año 1984 cuando Iberdrola instaló la primera planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica española en San Agustín de Guadalix. Pasados diez años, alrededor de 1993 fue entonces cuando otras compañías de generación de energía eléctrica (ATERSA) se vieron motivadas a emprender en lo que a generación fotovoltaica se refiere. ATERSA llevó a cabo varios proyectos en viviendas particulares localizadas en Pozuelo de Alarcón (Madrid) y observando tanto la rentabilidad como eficiencia de esta tecnología, se desarrollaron más proyectos a lo largo de la península destinados fundamentalmente al autoconsumo y al I+D+i (Investigación Desarrollo e Implementación).

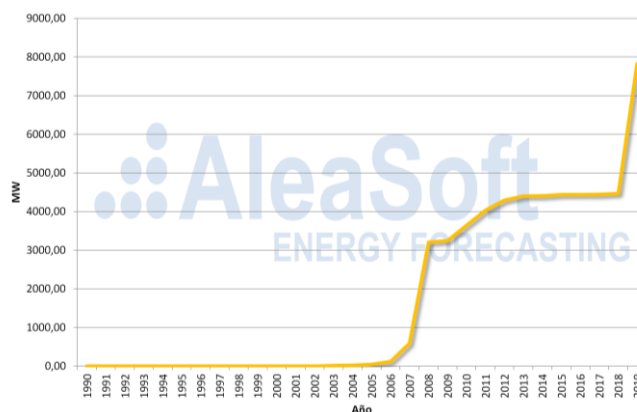
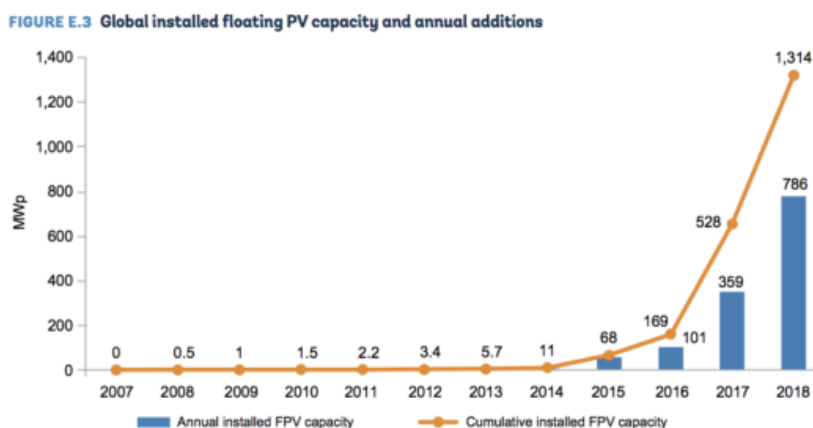


Ilustración 16: Potencia fotovoltaica instalada en España peninsular. Fuente: Google pots.

A la vista de la Ilustración 16, se puede observar como a medida que han ido pasando los años, la potencia fotovoltaica total instalada en la península ha ido incrementado. Ello es principalmente debido a que la energía producida mediante paneles fotovoltaicos terrestres primero es energía limpia, es decir que no genera ningún tipo de contaminación y segundo

a medida que ha ido avanzando el tiempo, el precio de la luz ha ido aumentando lo cual ha hecho que se dispare el número de instalaciones fotovoltaicas terrestres destinadas al autoconsumo.

Si se analiza la evolución de la fotovoltaica flotante en el mundo, se puede observar mediante la Ilustración 17 como la capacidad global instalada en MWp ha ido incrementando a lo largo de los años. Se espera que a medida que vaya pasando el tiempo, la curva crezca cada vez más debido a que países como China, Japón, Corea del Sur y Reino Unido demuestran continuamente tanto la rentabilidad de esta tecnología en términos de costes así como el elevado rendimiento que desempeñan los paneles fotovoltaicos al posicionarlos en emplazamientos acuáticos. Si el rendimiento de las células fotovoltaicas es elevado, la cantidad de energía eléctrica producida será elevada.



Source: Authors' compilation based on media releases and industry information.

Ilustración 17: Capacidad global instalada en plantas fotovoltaicas flotantes en el mundo. Fuente: Google photos.

Los principales países que se encuentran explotando este tipo de tecnología a gran escala para generar energía eléctrica son China, Japón, Reino Unido y Corea del Sur, luego es de suma importancia como ya se ha realizado, analizar sus plantas de generación en cuanto a términos de potencia instalada, capacidad, coste total de la instalación, superficie acuática empleada, sistemas de flotación y anclaje se refiere. Con ello, se puede deducir la información más relevante para poder diseñar y dimensionar una instalación por completo y

también se logra conocer los proveedores más competitivos ya sea de células fotovoltaicas, sistemas de sujeción entre paneles, sistemas de anclaje, boyas y cabos. Es de suma importancia antes de realizar cualquier tipo de dimensionado, estudiar las tecnologías existentes por lo que en apartados futuros se realizará un estudio del arte tanto de los sistemas de flotación disponibles, así como de los paneles fotovoltaicos.

A continuación se procede a realizar una comparativa entre las diferentes ventajas-desventajas que tiene el uso de la FPV (Fotovoltaica Flotante) y de la PV (Fotovoltaica terrestre).

La primera ventaja es que, a diferencia de las plantas fotovoltaicas convencionales, la fotovoltaica flotante se emplaza en superficies acuáticas y no terrenales. A día de hoy, y en particular en España, cada vez se dispone de una menor superficie terrenal para emplazar sistemas de generación fotovoltaicos y es por ello que conviene estudiar diferentes alternativas que permitan seguir generando energía renovable. De esta forma, se evita perjudicar a terrenos fértiles llenos de cultivos y de vegetación ocupados tanto por agricultores como por animales.

La segunda ventaja es que el rendimiento de los paneles fotovoltaicos es mayor si se posicionan en superficies acuáticas que si se posicionan en el terreno. Ello es debido a que la temperatura media del terreno es claramente más elevada que la temperatura media en las proximidades de un embalse, lago, pantano o presa debido a la presencia del agua. La temperatura ideal de trabajo de una célula está alrededor de los 25°C y dependiendo del fabricante si la temperatura alcanzara los 40°C se estima que el rendimiento del panel descendería al 80%. Sin embargo, posicionándolos en superficies acuáticas, debido a la gran masa de agua que se encuentra bajo los sistemas de flotación dicho rendimiento podría incrementarse hasta en un 15% evidentemente dependiendo del modelo y de la temperatura media anual que haya en el lugar del emplazamiento de toda la instalación.

Es muy importante estudiar el grado de inclinación de los paneles con el propósito de extraer el mayor rendimiento posible, sin embargo, cabe destacar que el efecto sombra entre paneles se sufre menos en instalaciones acuáticas que terrenales debido a que en la

superficie del agua el grado de inclinación de los paneles suele ser mucho menor que el grado de inclinación de los paneles terrestres. A medida que el grado de inclinación aumenta es más probable que se proyecten sombras hacia paneles contiguos.

La tercera ventaja a considerar es que al posicionar los paneles fotovoltaicos en grandes masas de agua, se logra que la irradiación solar disponible impacte principalmente en los paneles y no en el agua por lo que se logrará reducir el nivel de evaporación anual del embalse o lago dónde se decida emplazar toda la instalación de generación renovable. Este es un aspecto muy importante a considerar puesto que el año 2022 ha sido uno de los años más secos de toda la historia desde 1961 y cada vez hay mas escasez de agua. Los agricultores sufren continuamente las pérdidas de sus cosechas principalmente a la escasez de agua embalsada que es destinada al riego agrícola.

De la mano de lo anterior, cabe reseñar que, al haber una menor incidencia de irradiación solar en el agua, se reduce la proliferación de algas en ésta con lo que si el embalse en el que se instale toda la planta contiene agua destinada al consumo humano, su posterior tratamiento requerirá de un menor número de etapas durante su proceso de potabilización. El agua embalsada destinada al consumo humano atraviesa un determinado ciclo en las ETAP (Estación de Tratamiento de Agua Potable) y dependiendo del nivel de contaminación del agua en cuanto a términos de materia orgánica e inorgánica se refiere, se emplearán un mayor o menor número de etapas en su tratamiento que incrementará o disminuirá el coste final para lograr potabilizarla.

La cuarta ventaja a destacar de la fotovoltaica flotante es que tiene un sencillo despliegue e instalación, es decir, no se requiere de una infraestructura que actúa como soporte dónde puedan apoyar los paneles como sucede en la fotovoltaica terrestre. Si se compara el proceso de instalación, así como el proceso de desmantelamiento de las plantas de generación fotovoltaicas es mucho menor empleando sistemas de flotación que sistemas de fijación.

La quinta ventaja que reseñar, es que, al emplazar las células fotovoltaicas en el interior de embalses, lago o presas, son mucho menos accesibles luego es menos probable que los elementos que conforman toda la instalación puedan ser sustraídos.

La sexta ventaja a destacar es que a diferencia de los que sucede con los paneles que se emplazan en el terreno, la fotovoltaica flotante tiene un menor impacto debido a que los paneles de silicio requieren ángulos de inclinación menores y por ello el acondicionamiento paisajístico es mejor que si se situaran en el terreno. En el caso de optar por esta última opción primero, se debe de realizar un acondicionamiento previo del terreno que permita montar la infraestructura dónde luego se posicionarán los soportes (esto conlleva que se tengan que talar árboles) y segundo que se tenga que realizar un aplanamiento del terreno mediante el uso de apisonadoras. A continuación, se muestra mediante la Ilustración 18 y la Ilustración 19 el impacto visual que suponen ambas tecnologías.



Ilustración 18: Impacto visual de la fotovoltaica terrestre. Fuente: Google potos.



Ilustración 19: Impacto visual de la fotovoltaica flotante. Fuente: Google photos.

Si se analizan más ventajas que trae la implantación de sistemas de generación de energía fotovoltaica flotante cabe analizar los aspectos económicos y sociales más relevantes. A día de hoy, son aproximadamente 867 millones de personas las cuales viven sin electricidad debido a que los lugares dónde habitan no tiene un fácil acceso a ésta. La fotovoltaica flotante surge como alternativa para poder ofrecer electricidad prácticamente en cualquier lugar del mundo puesto que en la mayor parte de éste hay emplazamientos disponibles como para instalar este tipo de plantas de generación. La energía captada del sol se emplearía para suministrar a los consumos y en vez de verter la energía sobrante a la red debido a que no es posible realizar un acoplamiento por el difícil acceso a un punto de conexión, la energía sobrante se podría almacenar mediante el uso de baterías.

Son pocas las desventajas que se puede encontrar a la fotovoltaica flotante, pero al igual que la terrestre, hay aspectos que también suponen un impacto negativo y hay que tener en consideración.

En primer lugar, el coste de la inversión inicial es mayor que el coste de una planta convencional, sin embargo, los costes de explotación y de maniobra son menores. El desembolso inicial es mayor principalmente debido a que el material empleado para la

instalación evidentemente debe de tener unas cualidades diferentes que el material de las plantas convencionales. Las plantas fotovoltaicas flotantes al encontrarse en embalses, lagos, presas o incluso en el mar abierto hacen que tanto el cableado como el panel deban de disponer de materiales aislantes específicos como para poder evitar que la humedad, corrosión o salitre puedan generar daños en los equipos.

Otra de las desventajas que se puede encontrar al emplear este tipo de tecnología es que el coste de mantenimiento de los paneles es más elevado que el de las plantas fotovoltaicas convencionales. Ello es debido a que no es igual de sencillo acceder a un lugar posicionado en la superficie terrestre que en una superficie acuática. Un factor importante que tener en consideración es el efecto que produce la suciedad en los paneles de silicio. Para no empeorar el rendimiento de la instalación se debe de realizar una correcta limpieza de la superficie donde impacta la irradiación solar y por ello, la limpieza de las células fotovoltaicas flotantes supondría un mayor esfuerzo para el operario que las convencionales debido a las condiciones en las que se realizaría. Sin embargo, ya se están diseñando métodos de limpieza automáticos que hacen que se pueda prescindir de operarios de limpieza, pero no de mantenimiento.

A continuación, mediante la Ilustración 20 se muestra el método empleado para limpiar los paneles fotovoltaicos convencionales.



Ilustración 20: Limpieza de paneles fotovoltaicos convencionales. Fuente: Google photos.

Como ya se ha comentado previamente conviene reseñar algunos de los métodos que se están empleando a día de hoy para mantener limpios los paneles fotovoltaicos y que hacen que se pueda prescindir de los operarios de limpieza.

A continuación, se muestra en la Ilustración 21 y en la Ilustración 22 diferentes métodos para llevar a cabo una correcta limpieza de paneles fotovoltaicos de manera automática y sin necesidad de mano de obra.



Ilustración 21: Limpieza de panel fotovoltaico mediante robot. Fuente: Google photos.



Ilustración 22: Limpieza de panel fotovoltaico mediante Spark. Fuente: NAANDANJAIN.

En la Ilustración 21 se puede observar como un robot es el encargado de realizar el barrido de toda la superficie de los paneles fotovoltaicos para quitar cualquier tipo de suciedad o impureza que éste pueda presentar, mientras que en la Ilustración 22 se observa un artilugio denominado Spark empleado para rociar al panel mediante un chorro de agua controlado que elimina la suciedad. Spark es un rociador de agua modular que puede anclarse mediante un equipo de sujeción a cualquier tipo de panel fotovoltaico del mercado.

Una posible desventaja más acerca del empleo de este tipo de tecnología es la convivencia con el medio animal. Las plantas fotovoltaicas flotantes son un foco en el que pueden anidar las aves, luego es de suma importancia realizar un acondicionamiento en las inmediaciones de la zona del emplazamiento de toda la instalación para que las aves tengan los recursos necesarios bien naturales o artificiales donde puedan anidar. A continuación, mediante la Ilustración 23 se muestra cómo un ave ha anidado en una planta fotovoltaica.



Ilustración 23: Nido en generador fotovoltaico. Fuente: Google photos.

Con el fin de poder evitar este tipo de fenómenos, la solución consistiría en posicionar cajas nido cerca de las inmediaciones del embalse, de tal forma que las aves de la zona prioricen dichas cajas frente a los generadores fotovoltaicos. A continuación, mediante la Ilustración 24 se muestra un acondicionamiento del medio con cajas nido.



Ilustración 24: Acondicionamiento del medio con cajas nido. Fuente: Google photos.

Estas son todas las posibles ventajas-desventajas que se tienen a la hora de emplear la fotovoltaica flotante y cómo se ha observado esta tecnología presenta aparte de las ventajas que tiene la fotovoltaica convencional muchas otras más. A cambio, se encuentra nuevas desventajas pero que no suponen ningún tipo de problema mayor a la hora de diseñar, dimensionar o emplazar un parque fotovoltaico debido al amplio abanico de soluciones del que se dispone para hacer frente a ellas.

3.4 ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS

3.4.1 ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE

En una instalación fotovoltaica flotante se tienen elementos en común con las plantas convencionales terrestres, pero al emplazar este tipo de plantas en superficies acuáticas se requiere tanto de un sistema de flotación como de anclaje de tal forma que se logre que los generadores fotovoltaicos y los pontones se encuentren estabilizados y lo menos afectados posible por las corrientes de agua, el desnivel del embalse o las rachas de viento laterales.

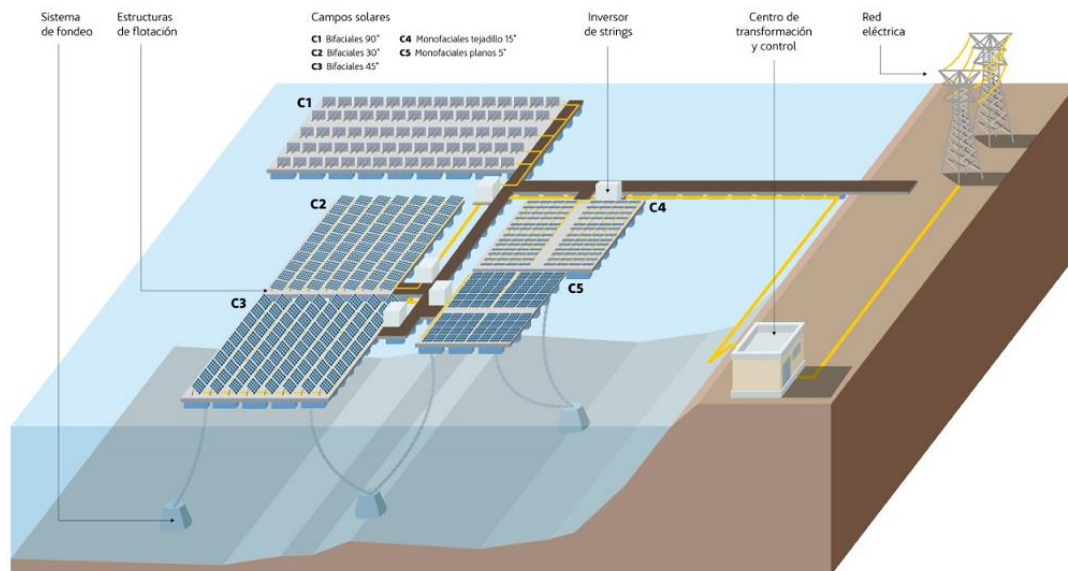


Ilustración 25: Principales elementos de una instalación fotovoltaica flotante. Fuente: Renewable Energy Magazine.

Los principales elementos de una instalación fotovoltaica flotante son: sistema de flotación, paneles fotovoltaicos, sistema de amarre y en cuanto a los componentes eléctricos se tienen: el inversor/regulador, sistemas de protección y cableado.

Como se verá más adelante, el consumo a alimentar será de una estación de bombeo destinado al riego agrícola con lo que, en el cuadro eléctrico de transformación de energía, además de tener conexión a la red eléctrica, conexión a las bombas de sondeo, la entrada de corriente continua de los paneles fotovoltaicos, se dispondrá de un variador encargado de transformar la corriente continua en corriente alterna.

No forma parte del presente proyecto el estudio del tipo de variador a emplear debido a que no se dispone de la suficiente información acerca del consumo como para poder seleccionarlo con criterio, es decir no se sabe el modelo de bomba que se quiere alimentar ni sus características técnicas, debido a que se trata de un consumo ficticio como se verá más adelante. Sin embargo, la función del variador es exactamente la misma que la función que puede desempeñar un inversor. El inversor también se encarga de transformar la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) apta para alimentar al consumo.

3.4.2 SISTEMAS DE AMARRE Y ANCLAJE DISPONIBLES

En este apartado se procede a analizar los diferentes métodos de anclaje y amarre de los sistemas de flotación. Los sistemas de anclaje y de amarre son de suma importancia a la hora de emplazar la planta de generación flotante ya que debido a los desniveles de los embalses, las fuertes rachas de viento y el posible oleaje al que pueda estar sometida (en caso de ser una planta marítima) se debe de disponer de una serie de elementos que permitan fijar la planta de tal forma que presente una estructura sólida pero no rígida, es decir, si se produce un desnivel en el agua la planta flotante no puede estar atada rígidamente mediante cabos inelásticos a la orilla puesto que en el momento en el que se produjera dicha variación no se podría mantener un contacto directo con al agua embalsada. Una solución a este fenómeno podría ser emplear cabos elásticos de tal forma que se tensionen en mayor o en menor medida en función de los requerimientos de la planta y del desnivel ocasionado.

<i>Amarre sumergido</i>	<i>Amarre en tierra</i>	<i>Amarre híbrido</i>
Rígido	Rígido (poco útil)	Rígido/Tensado (en tierra)
Tensado	Tensado	Tensado (sumergido)

Tabla 8: Tipos de amarres. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 8, existen diferentes tipos de amarres, por un lado, se tienen los amarres sumergidos y por otro lado se tienen los amarres en tierra. Es importante reseñar que para emplear amarres sumergidos se requiere de emplazar dados de hormigón de grandes dimensiones en el fondo del embalse y previamente a ello es necesario realizar un análisis topográfico de tal forma que se conozca si el terreno del fondo presenta o no grandes irregularidades y que de esta forma se pueda garantizar un correcto

posicionamiento de estos. El amarre sumergido incrementaría el coste del proyecto con lo que se optará (si los sistemas de flotación lo permiten) emplear el amarre híbrido, es decir, una combinación entre cabos elásticos e inelásticos para intentar garantizar un correcto posicionamiento de la planta de tal forma que se permita su movimiento horizontal dentro de los límites que se establezcan.

La función de los amarres es de vital importancia puesto que se encargan de crear una fuerza en sentido contrario a la dirección de la perturbación externa de tal forma que se asegura que los módulos flotantes vuelvan a su posición original.



Ilustración 26: Amarre rígido a pasarela. Fuente: Google photos.



Ilustración 27: Amarre elástico en tierra. Fuente: Google photos.

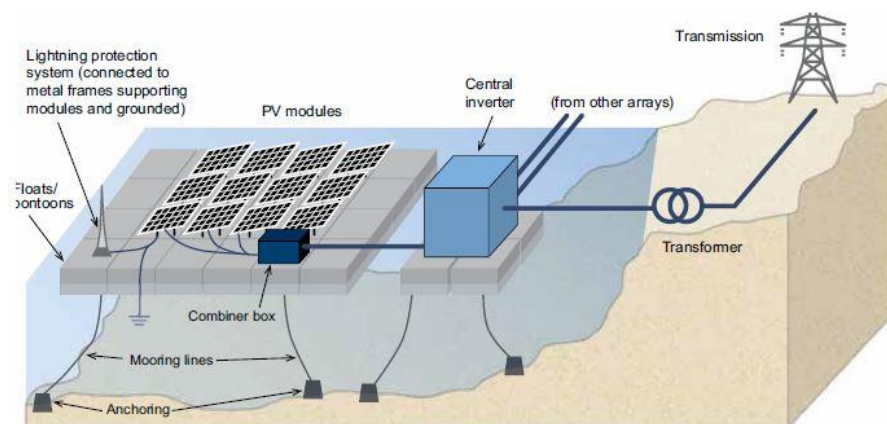


Ilustración 28: Amarre sumergido tensado con dados de hormigón. Fuente: Ingnova Proyectos.

Como se puede apreciar en la Ilustración 26, Ilustración 27 y Ilustración 28 los cabos van atados por un lado al sistema de flotación y a un sistema de anclaje por el otro extremo que en función de los requisitos que se establezcan pueden ser de un tipo o de otro. Los diferentes tipos de anclajes que se pueden encontrar son los siguientes:

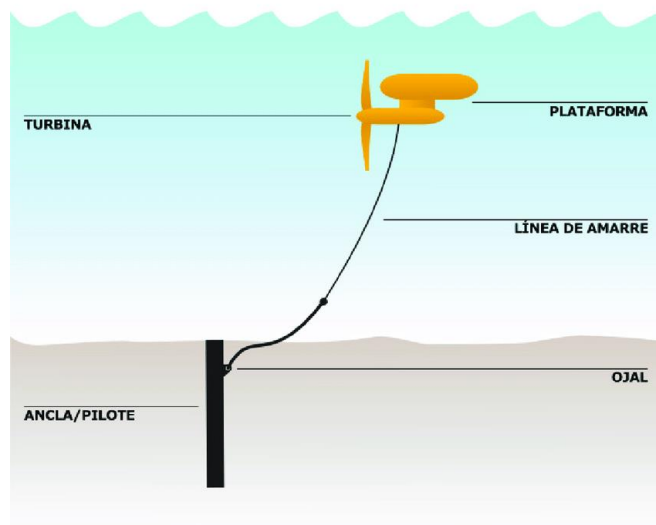


Ilustración 29: Anclaje mediante pilote sumergido. Fuente: ResearchGate

En la Ilustración 29 se muestra el anclaje de una turbina al suelo marino, este mismo mecanismo se utiliza para anclar los sistemas de flotación al suelo del embalse. La principal dificultad de estos es que se requiere que el suelo sea regular de tal forma que se pueda acondicionar la zona de inserción del pilote para que pueda ser posicionado correctamente.

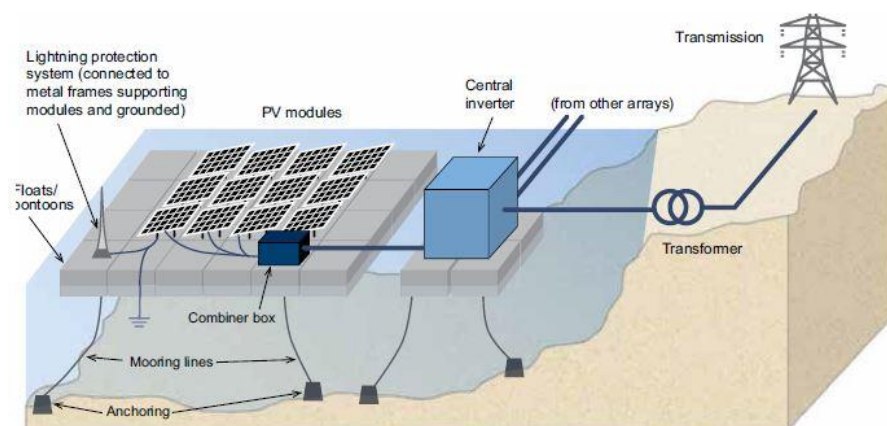


Ilustración 30: Sistema de anclaje mediante dados de hormigón. Fuente: Ingnova Proyectos.



Ilustración 31: Sistema de anclaje a la orilla. Fuente: Google photos.

En la Ilustración 31 se muestra el sistema de anclaje más empleado por definición, el sistema de anclaje a la orilla, se trata de uno de los más versátiles puesto que permite realizar un mantenimiento sencillo en caso de que los amarres lo requieran. Se trata de un sistema de anclaje que puede resultar útil siempre y cuando la planta fotovoltaica se encuentre en las proximidades de la orilla, además los anclajes pueden aprovecharse para amarrar las pasarelas de mantenimiento.

Si las circunstancias lo permiten, aunque se disponga de un suelo regular y una disposición del fondo del embalse que permita emplear dados de hormigón o pilotes sumergidos, en el presente proyecto se optará por el tipo de amarre de la Ilustración 31 puesto que es el más económico y no se encarece el coste total de toda la instalación. Además, la planta fotovoltaica se instalará en las proximidades de la orilla, muy cerca de donde se encuentra el edificio de transformación con lo que no se tendrán largos tendidos de cables elásticos/rígidos recorriendo el embalse.

3.4.3 ESTUDIO DEL ARTE ACERCA DE LOS SISTEMAS DE FLOTACIÓN

A continuación, se procede a realizar un estudio del arte acerca de los diferentes sistemas de flotación disponibles. Se van a estudiar aquellos que son más representativos y que más se están empleando en la industria.

<i>Sistemas de flotación</i>
Hydrelío
SeaBlock
Membranas
Isofloating

Tabla 9: Sistemas de flotación más empleados en la Industria. Fuente: Elaboración propia.

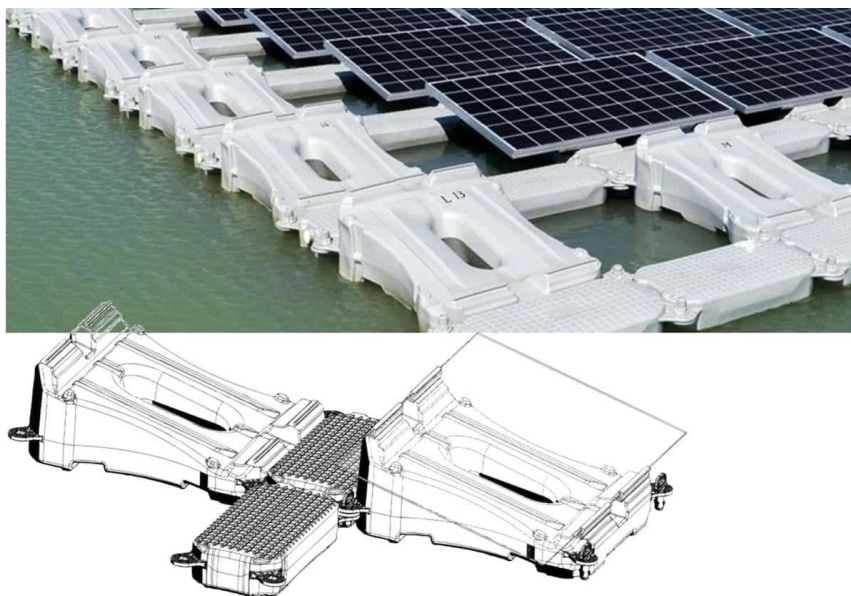


Ilustración 32: Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: Ecoinventos.

El primer sistema de flotación que se quiere estudiar y analizar es el sistema de Hydrelío (Ecoinventos, 2021), el cual fue desarrollado por la compañía francesa Ciel & Terre. Dicha empresa consta de una gran experiencia en cuanto al diseño de este tipo de flotadores se refiere, es más, las plantas fotovoltaicas más grandes del mundo analizadas en apartados anteriores emplean en su mayor parte este sistema, debido principalmente a las prestaciones que ofrece. En primer lugar, se trata de un sistema modular, es decir si una vez diseñada la planta fotovoltaica, se requiere de una mayor potencia instalada por cualquier

motivo, se requerirán más generadores y por tanto un mayor número de sistemas de flotación. En este caso, no habrá ningún tipo de problema a la hora de añadir flotadores de más en los enganches de los mismos. Otra de las principales ventajas que tiene este sistema de flotación es que, cuenta por un lado con los propios pontones encargados de sustentar los módulos fotovoltaicos y cuenta por otro lado con un pasillo de flotadores diseñados principalmente para que los operarios de mantenimiento tengan un fácil acceso a la planta sin tener que hacer uso de embarcaciones.

Información del Producto

Perfil de la Empresa

Características del Producto

No. de Modelo	Hydrelío
Visión general del sistema	
Tipo	Flotante
Marco del Panel	Enmarcado, Sin Marco
Angulo de Basculamiento	12 °
Cuerpo Flotante Principal	
Materiales	HDPE
Materiales de las Partes Pequeñas	PP, Aluminio, Fibra de vidrio

Ilustración 33: Características técnicas de Hydrelío. Fuente: (ENFSolar, 2022)

En la Ilustración 33, se pueden observar las principales características técnicas del sistema de flotación Hydrelío. Cabe reseñar, que la empresa Ciel & Terre ofrece diferentes gamas de flotadores, pero el mostrado en la Ilustración 33 es el que presenta un precio más económico. Como se puede observar el grado de inclinación que ofrece este modelo viene fijado a 12° con lo que se deberá de realizar un estudio de la irradiación disponible en la zona del emplazamiento seleccionado fijando un ángulo de la pendiente respecto a la horizontal de 12° con el objetivo de investigar si dicha pendiente permite obtener la irradiación necesaria como para generar la energía demandada por el consumo. En cuanto el tipo de material empleado, el flotador se encuentra fabricado en HDPE, es decir, se trata de un polietileno de alta densidad que aparte de no ser contaminante tiene una gran vida útil (25 años).

Otras características que se deben de considerar al elegir este sistema de flotación, es que es muy resistente a fenómenos atmosféricos tales como las fuertes rachas de viento laterales e incluso puede llegar a soportar olas de hasta 1 metro de altura en caso de que se quieran posicionar en el mar. En ANEXOS se incluye su ficha técnica más detallada.

El segundo sistema de flotación a analizar es el de SeaBlock, se trata de otro sistema de flotación muy empleado en la industria que llama la atención debido a su fácil y rápido montaje.



Ilustración 34: Sistema de flotación SeaBlock. Fuente: (SeaBlock, 2022)

Un aspecto muy relevante a considerar es que a diferencia de lo que sucedía con el sistema Hydrelío, SeaBlock emplea un sistema de flotación en el que se requiere una menor cantidad de flotadores, pero es necesario diseñar un sistema soporte fabricado en aluminio que vaya anclado a los pontones en el cual se puedan posicionar las células fotovoltaicas. Esto es una clara desventaja puesto que el hecho de que no se pueda posicionar directamente el panel sobre el flotador, hace que se tenga que desembolsar una determinada excesiva cantidad de dinero para mandar a fabricar un sistema de soporte con unas características muy técnicas. Además, el precio del aluminio se encuentra en torno a 3000 dólares por tonelada comprada (Peralta, 2021) con lo que incrementaría el coste asociado al sistema de flotación y sujeción.

Otra de las características a destacar de SeaBlock es que al igual que Hydrelío se encuentra fabricado con un material de polietileno de alta densidad con lo cual se trata de un flotador muy resistente, rígido y flexible. Si se tienen que reseñar las dos principales ventajas de estos sistemas es que su montaje es muy rápido, sencillo y económico, apenas requiere mantenimiento alguno y pueden soportar temperaturas relativamente altas (cercanas a los 80°C).



Ilustración 35: Primera instalación fotovoltaica flotante de España (Sistema de flotación SeaBlock). Fuente: Google photos.

Como se puede observar en la Ilustración 35 se decidió emplear SeaBlock en la primera instalación fotovoltaica flotante de España localizada en la Región de Murcia (Saclima, 2021). Desde el mismo comienzo en que esta tecnología emergió, fueron numerosos los fabricantes que se vieron motivados a mejorar sus sistemas actuales de cara a vender un producto económicamente viable y con unas especificaciones técnicas mejoradas. En este momento SeaBlock es un sistema que se encuentra en investigación y desarrollo de cara a encontrar futuras mejoras.



Ilustración 36: Sistema de flotación de membranas. Fuente: (Fraga, 2021)

En la Ilustración 36 se puede observar el tercer sistema de flotación a analizar según la Tabla 9. Se trata de un sistema de flotación de membranas en el que los generadores fotovoltaicos se colocan en forma circular y se conectan entre ellos a través de anillos. Una de las principales ventajas que tiene este mecanismo de flotación es que los paneles tienen un contacto más directo con la masa de agua de tal forma que tanto el rendimiento como la eficiencia de estos se ve incrementada debido a que hay una mejor refrigeración de los mismos. Es evidente que no es lo mismo disponer de un sistema de flotación en el que el espesor del pontón es mínimo como sucede en este caso en el que existe una fina película entre el panel y el agua o que por el contrario dicho espesor sea mayor, tal y como sucede en el caso de Seablock.

Cabe mencionar que este sistema de flotación se diseñó con la idea de poder emplearlo en aguas abiertas, es decir, en el mar. El mecanismo en sí es una fina membrana con un espesor inferior a 1 mm de grosor que se encuentra unida a unos módulos flotantes que delimitan todo un perímetro para así evitar que la membrana pueda ser arrastrada principalmente por las fuertes corrientes de agua o incluso por el oleaje. El hecho de posicionar este tipo de plantas en el mar requiere que el sistema de flotación sea lo suficientemente flexible como para aguantar las fuertes y reiteradas oscilaciones de las olas, esta es la principal razón por la que surgieron las membranas, la flexibilidad, que aportan, sin embargo, su aplicación en proyectos reales ha sido mínima.

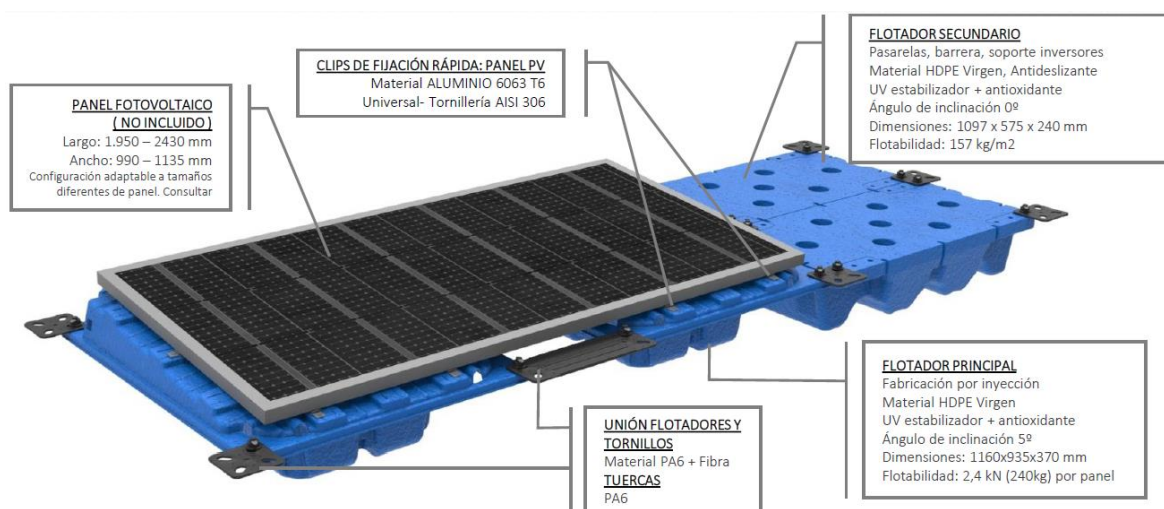


Ilustración 37: Sistema de flotación Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022)

En la Ilustración 37 se puede observar el último sistema de flotación a analizar: Isofloating diseñado por la empresa española Isigenere (Alicante). Isigenere es una empresa de ingeniería y desarrollo del producto pionera en cuanto a fotovoltaica flotante se refiere. Llevan alrededor de quince años mejorando la tecnología de Isofloating (llegando a desarrollar hasta cuatro modelos diferentes) basándose en las exigencias y opiniones de sus clientes.



ALTA CALIDAD

- Diseño único patentado de doble flotador por cada placa solar, usando los mejores materiales (HDPE azul virgen, aditivos UV y anticorrosión).
- La manufactura por inyección proporciona mayor precisión y durabilidad.
- Espesor mínimo de 3mm en cualquier parte del flotador y aún mayor en partes expuestas al sol.
- Alta velocidad de producción (1 MW de flotadores se producen en solo 5 días).



SEGURO

- Para las personas que realizan el O&M con fácil y seguro acceso caminando a cualquier parte de la instalación.
- Para su inversión gracias a nuestra experiencia de más de 10 años en sistemas solares flotantes y el uso de materiales de alta calidad y las especificación técnicas.
- Mayor estabilidad y flotabilidad (240 kg / panel solar).
- Mínima resistencia al viento gracias al diseño aerodinámico de 5º de inclinación.

Ilustración 38: Características de Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022)



ADAPTABLE

- A los diferentes niveles del agua descansando incluso sobre los terraplenes.
- A los embalses con pequeñas superficies gracias a una alta potencia por área (138 Wp / m2 con paneles de 350 Wp).
- Al crecimiento de su negocio pudiendo empezar con una instalación inicial y ampliarla posteriormente.
- Al medio ambiente soportando olas altas, vientos fuertes, así como temperaturas extremas.



EFICIENTE EN COSTE

- En la logística y el almacenaje gracias a su diseño anidable y apilable (1MW solo necesita 7 contenedores de 40').
- En la instalación por las pocas piezas montadas en tierra con herramientas básicas.
- Alta velocidad de instalación (1MW en solo 17 días con 4 personas = 1,5 kW / trabajador / hora).
- En el mantenimiento gracias al diseño compacto y al uso de personal y herramientas convencionales.

Ilustración 39: Más características de Isofloating. Fuente: (Isigenere, 2022)

Como se puede observar en la Ilustración 38 y en la Ilustración 39 las principales características a reseñar acerca de Isofloating es que se trata de una tecnología cuya durabilidad es muy alta, su proceso de fabricación es rápido, pudiendo llegar a fabricar los flotadores requeridos para una planta de 1MW en tan sólo 5 días y que posee una mínima resistencia al viento debido a los 5 grados de inclinación que proporciona a la célula fotovoltaica. También conviene destacar que es capaz de soportar fuertes olas, así como temperaturas demasiado elevadas y que la O&M (Operación y Maniobra) se puede llevar a cabo de una forma segura.

Es importante siempre tener en consideración, los años de experiencia que los diferentes fabricantes poseen ya que en base a ello, el producto final habrá sufrido más o menos modificaciones en función de los problemas con los que los distintos usuarios que hayan empleado esta tecnología se hayan topado y en este preciso caso, la empresa Isigenere tiene alrededor de 13 años de experiencia en el sector lo cual transmite tranquilidad en el aspecto de que se trata de una empresa muy reconocida a la hora de analizar sistemas de flotación para plantas fotovoltaicas flotantes.

Cabe mencionar que se acudió personalmente a la Feria Internacional de Energía y Medioambiente (GENERA) la cual fue realizada en el IFEMA de Madrid desde el día 20 hasta el día 23 de febrero. En la feria se presentaron varias de las tecnologías flotantes que ya se han comentado a lo largo de este apartado, así como las principales compañías que llevan a cabo este tipo de proyectos y los fabricantes más competitivos a nivel internacional de todo elemento necesario que debe de tener una instalación fotovoltaica ya sea flotante o terrestre.

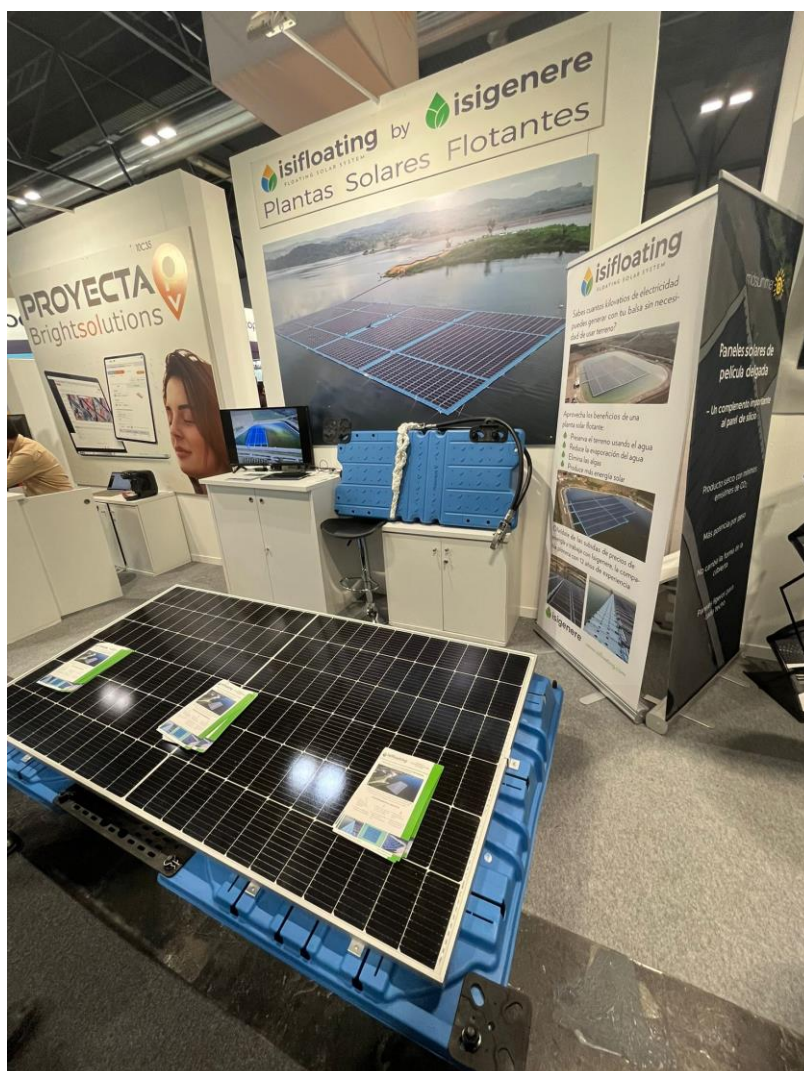


Ilustración 40: Mecanismo de flotación de Isofloating de Isigenera. Fuente: Elaboración propia.

3.4.4 PANELES SOLARES DISPONIBLES Y SELECCIÓN FINAL

En cuanto a los paneles solares disponibles, son muchas las empresas que se encuentran en el sector eléctrico ofreciendo productos con tecnología avanzada y cuyo precio se ajusta al posible consumidor. Varias de las empresas españolas con más experiencia en cuanto al diseño y fabricado de paneles fotovoltaicos son las que se muestran en la Tabla 10:

<i>Empresas</i>
Iberdrola
Exiom
Atersa

Tabla 10: Fabricantes de paneles fotovoltaicos más competitivos. Fuente: (WorldEnergyTrade, 2022)

En cuanto a la elección del panel se requiere uno con una eficiencia mínima de 16% y una potencia pico de 300W, a la vista de las diferentes opciones que presentan las anteriores compañías, se ha observado que el panel más económico y que mejor se adecua a los requisitos solicitados es el panel policristalino A-320P fabricado por la empresa ATERSA con un precio de 193.60 €/panel. A continuación, en la Ilustración 41 se muestran algunas de sus características técnicas más relevantes para el diseño de la instalación:

	A-320P
Potencia Nominal (0/+5 W)	320 W
Eficiencia del módulo	16,45%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,51 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	37,61 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,93 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,49 V

Ilustración 41: Características técnicas del panel A-320P. Fuente: (ATERSA_Shop, s.f.)

Como se puede observar en la Ilustración 41 tanto la potencia pico como la eficiencia del módulo cumplen los requisitos establecidos previamente, es más, de los tres tipos de paneles que ofrece ATERSA es el más económico. Si se quiere obtener información más detallada acerca de las diferentes características que presenta el panel A-320P se puede acudir al ANEXO 1 donde se muestra su ficha técnica al completo y a la que se acudirá de forma reiterada ya que será necesario para el dimensionado de todos los elementos de la planta.

Capítulo 4. SISTEMA/MODELO DESARROLLADO

4.1 ESTUDIO DE LOS POSIBLES EMPLAZAMIENTOS

El presente trabajo al consistir en el dimensionamiento de una instalación fotovoltaica es de suma importancia la ubicación, primero porque se ha de seleccionar un emplazamiento en el que se dispongan de horas de sol suficientes como para que las células fotovoltaicas sean capaces de captar la irradiación necesaria y asimismo producir la energía demandada y segundo, porque no en todos los embalses de España se pueden emplazar este tipo de plantas, es decir hay unas determinadas restricciones que se tienen que respetar.

Según el MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) se disponen de 105 embalses en los que sí está permitido hacer uso de esta tecnología, el principal motivo de limitar en número los embalses accesibles para realizar una instalación fotovoltaica es debido a que se intentan proteger aquellos cuya agua embalsada es principalmente empleada para el abastecimiento humano. Respetando dichas restricciones, España dispone del recurso necesario como para poder seguir desarrollando e investigando acerca del uso de paneles fotovoltaicos flotantes.

Respetando lo establecido por el MITECO en cuanto a las restricciones de emplazamiento se refiere, Córdoba es la provincia con más embalses sobre los que sí está permitido emplazar este tipo de plantas de generación de energía eléctrica. En concreto, son 11 los pantanos de titularidad estatal que pueden albergar estos campos fotovoltaicos.

Con el propósito de estudiar las posibles alternativas que existen para seleccionar el emplazamiento de toda la instalación, se procede a analizar las diferentes superficies de cada uno de los embalses (en titularidad estatal) pertenecientes a la provincia de Córdoba (Andalucía).

A continuación, en la Tabla 11 se muestran los diferentes embalses de la provincia de Córdoba, así como la superficie total y la máxima permitida por el Real Decreto para instalar el campo de generación fotovoltaico.

<i>Nombre del embalse</i>	<i>Superficie máxima (ha)</i>	<i>Superficie total (ha)</i>
La Colada	55,5	370
Sierra Boyera	52,4	349
Puente Nuevo	212	1.412
Bembézar	45	899
Guadalupe	5	33
Guadalmellato	81,4	543
San Rafael de Navallana	85,5	570
Martín Gonzalo	4,5	89
Yeguas	28,9	578
Retortillo	1,7	37
Arenoso	80,5	537

Tabla 11: Embalses permitidos para campos fotovoltaicos. Fuente: Cordopolis.

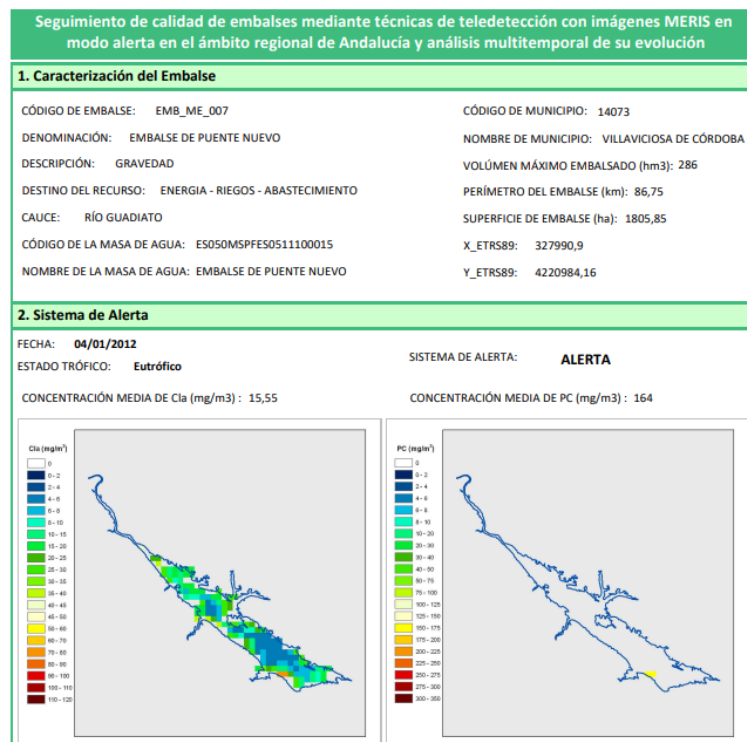


Ilustración 42: Características del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Junta de Andalucía.

Analizando la Tabla 11 puede observarse como el embalse que permite aprovechar una mayor cantidad de superficie es el embalse de Puente Nuevo. Para saber cuál es la superficie máxima permitida por el Real Decreto se deben de estudiar las características del agua embalsada. En el caso de seleccionar el embalse de Puente Nuevo, como se puede apreciar en la Ilustración 42, el estado trófico del embalse se considera eutrófico por lo que la máxima superficie que se puede emplear para emplazar toda la instalación según recoge el Real Decreto es del 15% de la superficie total, es decir se pueden emplear 212ha de las 1412ha disponibles.

Es de suma importancia seleccionar un embalse cuya superficie permita la instalación de tantos paneles fotovoltaicos como sean necesarios para poder abastecer energéticamente al consumo.

En primera instancia, se desconoce la superficie total que va a cubrir toda la instalación debido a que la superficie a emplear va relacionada con el número de paneles que a su vez dependerá de la ratio entre la potencia requerida por el consumo y la irradiación solar disponible en la zona del emplazamiento. Debido a que todo este análisis se realizará en el apartado de dimensionamiento y a priori se desconocen, se selecciona el embalse de Puente Nuevo puesto que es el que mayor superficie de explotación permite y de este modo se asegura que la superficie no sea una restricción a la hora de dimensionar la planta.

4.1.1 UBICACIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

La ubicación seleccionada para emplazar la instalación fotovoltaica flotante es en el Embalse de Puente Nuevo perteneciente al municipio de Espiel en la provincia de Córdoba España). A continuación, se procede a situarlo geográficamente en la Ilustración 43 y en la Ilustración 44.



Ilustración 43: Plano cenital de la provincia de Córdoba. Fuente: Google Maps y elaboración propia.

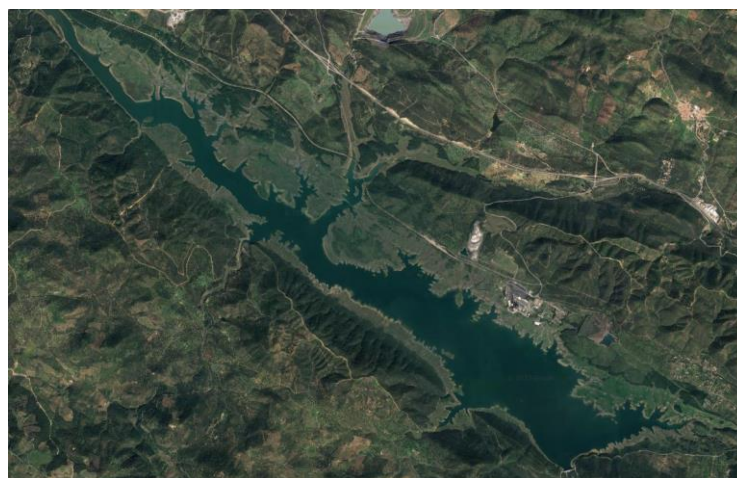


Ilustración 44: Vista en planta del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Google Earth.

El Embalse de Puente Nuevo situado en las coordenadas 38° 05' N 04° 56' 0 es el embalse con mayor superficie acuática de toda la provincia de Córdoba. Tiene una superficie total de 1412ha de las cuales 212ha pueden ser empleadas para el emplazamiento de toda la instalación del parque fotovoltaico flotante. El embalse de Puente Nuevo pertenece a la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir, se encuentra en el río Guadiato, posee una capacidad de 282 hm^3 , una precipitación media de 620 l/m^2 y una aportación media anual de 56 hm^3 . El principal uso que se le da al agua embalsada es para abastecimiento humano, producción de energía y riegos agrícolas.

Las principales actividades que se permiten en el Embalse de Puente Nuevo son aquellas relacionadas con la pesca, actividades deportivas como el piragüismo o la natación y el baño. Es de gran importancia conocer las actividades que se desempeñan en el embalse puesto que en función de las zonas en las que más se frecuenten este tipo de actividades se realizará el emplazamiento de toda la instalación en un área u otra.

Por seguridad y una vez se encuentre instalada toda la planta, será necesario acondicionar todo el perímetro de la instalación con el propósito de que no se tengan contratiempos entre los módulos fotovoltaicos y los posibles pescadores, bañistas o deportistas que puedan acercarse a la ubicación del parque de generación. Para ello se deberán de emplear boyas de señalización de forma que se puedan discernir las distintas limitaciones establecidas alrededor del parque. En cuanto a las rutas alternativas a seguir por las embarcaciones, es necesario delimitarlas y señalizarlas debido a que, en el Embalse de Puente Nuevo, aunque se ha restringido el uso de cualquier tipo de embarcación, sí se permiten aquellas que sean destinadas al mantenimiento de las instalaciones del embalse o a la supervisión de la fauna y flora. Fue la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir la que se encargó de establecer dichas restricciones con el propósito de contaminar el agua lo menos posible y de evitar las recurrentes plagas del conocido como mejillón cebra que habita en la zona inferior de los barcos.

4.1.2 JUSTIFICACIÓN DEL EMBALSE SELECCIONADO

Es de vital importancia tener en consideración los criterios que se deben de seguir para poder seleccionar tanto un correcto embalse como ubicación dentro del mismo para emplazar los módulos fotovoltaicos y que no se tengan inconvenientes a la hora de abastecer al consumo energéticamente. A continuación, se listan las diferentes consideraciones que se han valorado:

Se debe de seleccionar una provincia en la que se disponga de horas de sol suficiente para que las células fotovoltaicas sean capaces de captar la máxima irradiación posible de tal forma que se pueda abastecer al consumo hasta en las épocas más desfavorables del año. El embalse seleccionado, se sitúa en Córdoba (Andalucía) y las horas de sol anuales disponibles se encuentran alrededor de las 3.100 horas correspondientes a una irradiación solar de $5,9\text{KWh}/\text{m}^2\text{ día}$.

Es de suma importancia respetar aquellos embalses en los que no se pueden emplazar este tipo de instalaciones. Según MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) se pueden emplazar instalaciones fotovoltaicas flotantes en 105 embalses disponibles a lo largo de toda la península ibérica y es justamente en Córdoba dónde se encuentran la mayor cantidad de ellos. Respetando dichas restricciones, en el Embalse de Puente Nuevo sí se permite el uso de esta tecnología.

El tamaño de la masa de agua desempeña un papel fundamental. La instalación fotovoltaica al emplazarse en un embalse deberá de ocupar una determinada superficie según el estado trófico del agua. Puente Nuevo al considerarse eutrófico se puede emplear alrededor del 15% de su superficie total. Esta limitación es debida a varias razones, la primera de ellas es que se intenta que la instalación genere el menor impacto visual posible. También se pretende evitar graves afecciones a la fauna local del embalse.

El embalse debe tener un fácil acceso. Es de vital importancia que el acceso al embalse no sea un impedimento a la hora de instalar todos los componentes que conforman la planta de generación fotovoltaica. Para ello se deberá de acondicionar la orilla de tal forma

que, durante la puesta en marcha de la instalación, no se tengan dificultades ni a la hora de almacenar toda la mercancía ni durante el ensamblaje de los diferentes elementos. Se trata de una especificación más relacionada con el montaje de la propia planta que con su funcionamiento, pero no por ello es menos importante. Siempre se va a preferir una orilla con un terreno plano que una con grandes oscilaciones y pendientes. A la hora de emplear maquinaria se debería de realizar un acondicionamiento del suelo lo cual elevaría el coste de la instalación.

En la Ilustración 45 se muestra la orilla disponible que se podría emplear tanto para almacenamiento de material como para el manejo de maquinaria a la hora de realizar el montaje de la instalación en el embalse de Puente Nuevo.



Ilustración 45: Orilla del embalse de Puente Nuevo. Fuente: Google photos.

Otro de los aspectos más relevantes a considerar a la hora de seleccionar el emplazamiento de una instalación de paneles fotovoltaicos flotantes son las posibles variaciones del nivel de agua embalsada, así como las corrientes de agua a las que se podrían ver sometidos los sistemas de anclaje de toda la instalación. Dependiendo de si en el embalse se producen fuertes corrientes o no se optaría por un sistema de sujeción que soporte dichas variaciones, asimismo se tendría la desventaja de que el coste total de la instalación se vería incrementado debido a la tecnología requerida. A continuación, se muestran los diferentes tipos de anclaje que pueden emplearse en instalaciones flotantes:

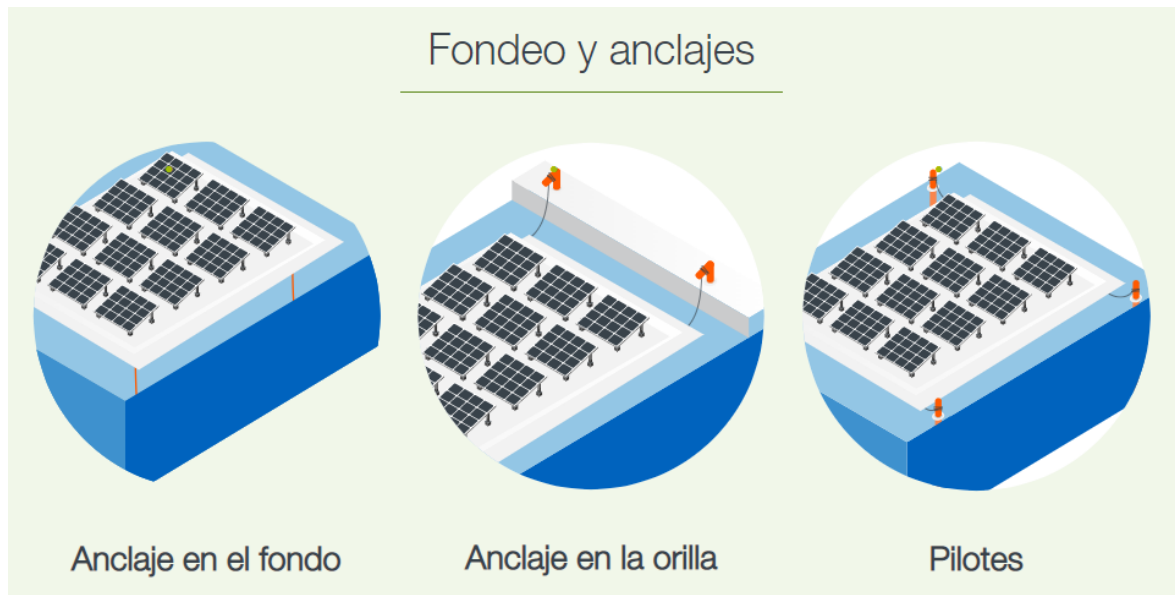


Ilustración 46: Tipos de anclaje de los sistemas de flotación. Fuente: Iberdrola.

Como se puede observar en la Ilustración 46 existen diferentes tipos de anclajes dependiendo de las especificaciones que se requieran en función del medio. Es importante considerar que si el embalse dónde se va a realizar la instalación tiene un suelo con grandes oscilaciones superiores a diez metros, es posible que se de lo que científicamente se conoce como estratificación térmica. La estratificación consiste en la generación de capas de agua con distinta temperatura y densidad.

Si la temperatura ambiental se reduce puede ocasionarse este fenómeno, ello supondría que el agua superficial se encontrara a menor temperatura que el agua localizada en la parte posterior del embalse con lo que se produciría un flujo aguas abajo que generaría

corrientes para intentar alcanzar la estabilidad térmica. En el caso del Embalse de Puente Nuevo, el suelo es relativamente uniforme y llano con lo que difícilmente podría ocasionarse este fenómeno.

Con todo lo anterior y a la vista de que se cumplen todas las especificaciones requeridas, queda justificado el emplazamiento de la planta fotovoltaica flotante en el Embalse de Puente Nuevo (Córdoba).

4.2 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

El principal objetivo del proyecto consiste en abastecer un consumo que pueda localizarse cerca de las inmediaciones de toda la instalación, es decir en los alrededores del Embalse de Puente Nuevo.

Para ello, se dimensionará todo el parque fotovoltaico teniendo en consideración que no se emplearán ni baterías de litio ni de plomo-ácido para el almacenamiento de la energía sobrante porque se quiere tener la capacidad de poder realizar un acoplamiento a la red eléctrica de tal forma que bien se pueda suministrar energía sobrante que no haya sido demandada por el consumo o extraer energía en aquellos meses del año menos soleados que no hayan permitido generar la suficiente.

Se ha optado por descartar la opción del almacenamiento de energía mediante baterías puesto que se pretende investigar más a fondo acerca de las instalaciones fotovoltaicas de generación de energía eléctrica aisladas, las cuales, a diferencia de las plantas destinadas al autoconsumo, en vez de disponer de sistemas de almacenamiento, se encuentran acopladas a la red eléctrica. Es por ello por lo que el estudio de la zona del emplazamiento es de gran relevancia, puesto que, de esta forma, al haber estudiado las diferentes zonas geográficas posibles en las que instalar el parque fotovoltaico se asegura que se disponen de las horas de sol necesarias como para poder abastecer al consumo energéticamente de tal forma que se logre obtener un ingreso extraordinario debido al vertido de energía sobrante a la red.

Sin embargo, el tener un punto de conexión en común con la red permite en aquellas situaciones más desfavorables en las que debido a algún tipo de problema no se logre generar la energía suficiente como para abastecer al consumo y se necesite una generación extra, siempre podrá ser demandada a la red si el nudo en el que se ha realizado el acoplamiento lo permite. De este modo se garantiza que bajo todas las posibles circunstancias que puedan darse, el consumo siempre pueda ser alimentado. Ha de comentarse que siempre se tratará de ser autosuficiente en este aspecto intentando no demandar energía de la red eléctrica.

Para poder estudiar las diferentes formas de acoplamiento a la red eléctrica, se procede a mostrar en la Ilustración 47 las diferentes líneas de transporte que se encuentran en las proximidades el Embalse de Puente Nuevo.

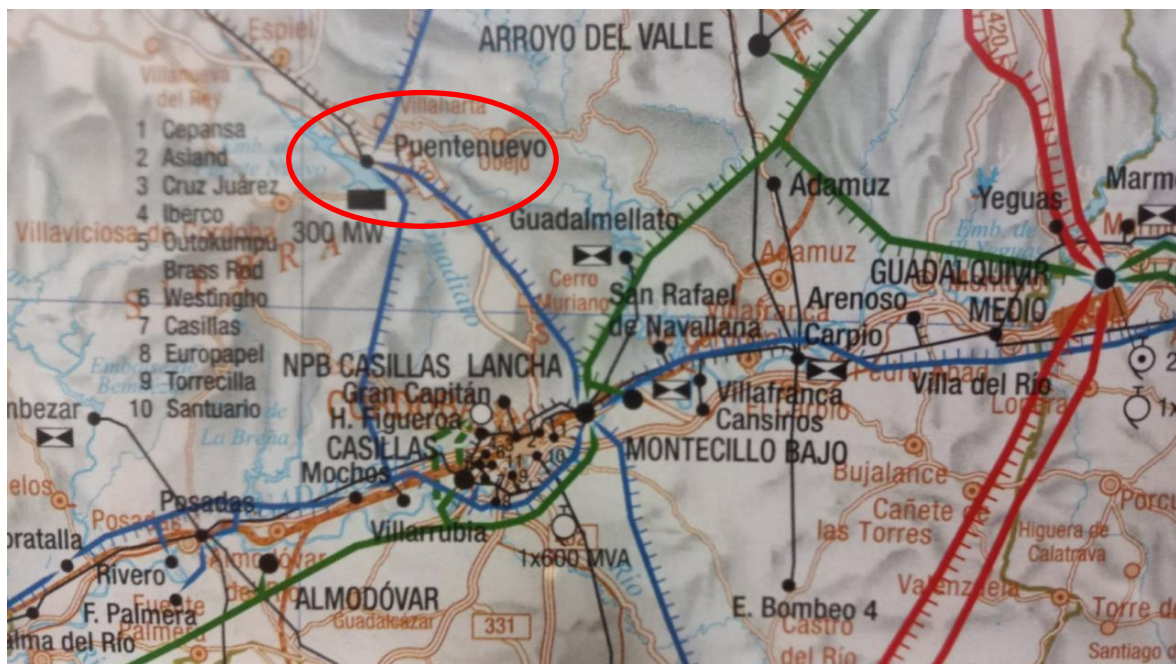


Ilustración 47: Mapa de líneas de transporte disponibles en Córdoba. Fuente: Matías Juan Sánchez Mingarro

Los puntos negros se corresponden con subestaciones eléctricas mientras que los colores asociados a las distintas líneas de transporte corresponden con diferentes niveles de tensión, los cuales se muestran a continuación:

Azul: 132KV

Rojo: 400KV

Verde: 220KV

Como se puede observar, precisamente al lado del Embalse de Puente Nuevo se encuentra la Subestación de Puente Nuevo de la cual parten las principales líneas eléctricas para abastecer consumos de la zona. Cabe discernir las diferentes localidades que se

encuentren más cerca del embalse puesto que será en una de ellas donde se realizará el acoplamiento a través de un nudo de media tensión (20kV-30kV) a la red.

A continuación, mediante la Ilustración 48 se muestran las diferentes líneas tanto de alta como de media tensión que abastecen a las localidades de Villaharta, Pozoblanco y Obejo.

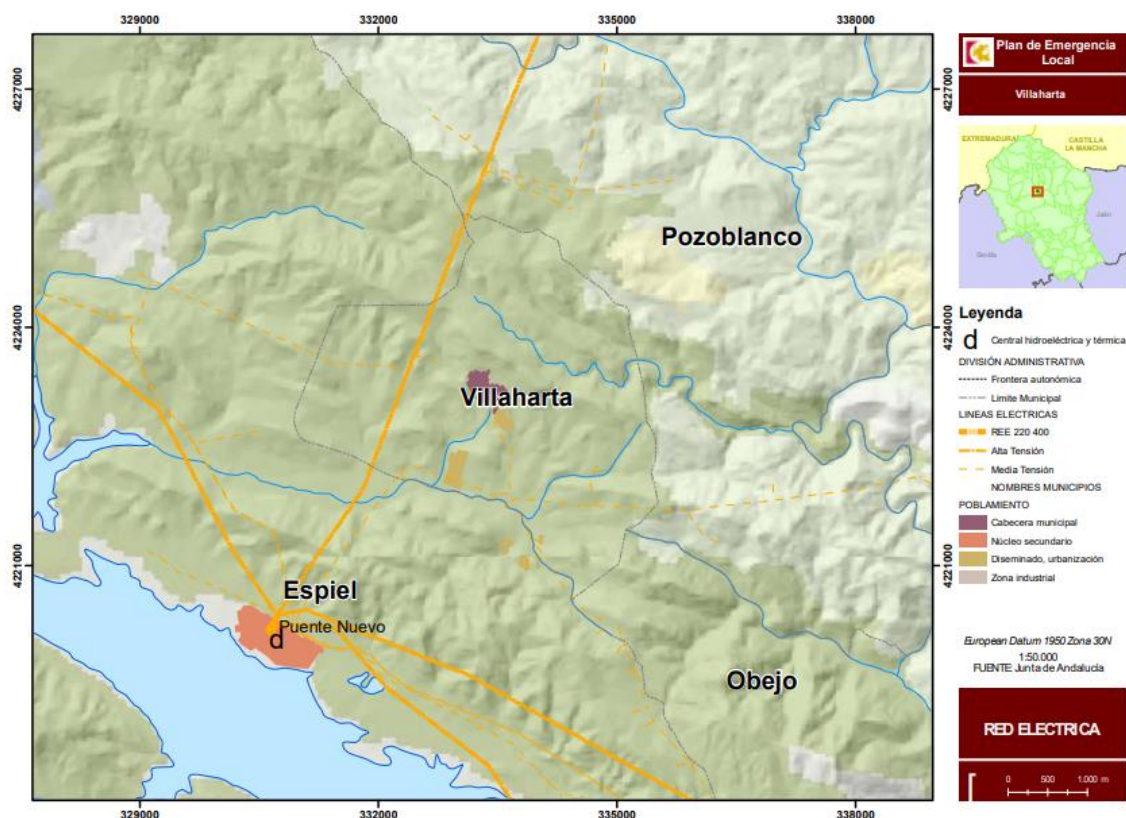


Ilustración 48: Red eléctrica de municipios cercanos al embalse de Puente Nuevo. Fuente: PEM de Villaharta.

Con el objetivo de poder acoplarse a la red eléctrica de la forma más económica posible, es decir sin tener que construir una línea de gran longitud que incrementaría claramente el coste total de toda la planta se procede a analizar la Ilustración 48. En ella puede observarse cómo es posible realizar el acoplamiento a la red a través de diferentes líneas de media tensión (20kV) que conectan principalmente con la subestación de Puente Nuevo. La principal ventaja del emplazamiento seleccionado, aparte de la irradiación solar disponible, es que justamente a escasos metros de la orilla se encuentra dicha subestación

con lo que no será necesario invertir grandes cantidades de dinero a la hora de realizar el acoplamiento ya que la línea a construir será de una longitud claramente inferior que si se hubiera tenido que realizar el acoplamiento en algunas de las localidades que rodean al embalse.

En cuanto a la ubicación de la planta fotovoltaica dentro del propio embalse se seleccionará aquella que se encuentre lo más cercana posible de la subestación ya que se puede realizar directamente la conexión a ésta debido a que es una subestación transformadora de 132/66/20kV o de una de las líneas de media tensión mostradas en la Ilustración 48. Una vez diseñada y dimensionada la planta, se conocerá el número de paneles fotovoltaicos a emplear con lo que en función de la superficie que se requiera, si la disposición geográfica lo permite se intentará emplazar toda la instalación lo más cerca posible de la Subestación de Puente Nuevo o de la línea de media tensión, minimizando de esta forma el coste asociado del acoplamiento a la red eléctrica. Con el objetivo de localizar geográficamente tanto la subestación, así como el embalse se procede a mostrar mediante la Ilustración 49 la cercanía entre ambos.



Ilustración 49: Vista cenital de la Subestación de Puente Nuevo. Fuente: Google Earth y elaboración propia.

4.2.1 PUNTO DE CONEXIÓN

Es de suma importancia tener en consideración que el acoplamiento a la red no es tan sencillo como parece debido a que se deben de valorar las potencias que los nudos son capaces de absorber y para ello se debería de solicitar permiso a la red de transporte y/o distribución propietaria de la línea de media tensión en la que se realice el acoplamiento. Como se trata de un trabajo teórico, se va a suponer que el nudo es capaz de absorber el vertido de potencia extra proveniente de la instalación fotovoltaica.

Se decide realizar el acoplamiento en la línea de media tensión (20kV) más cercana al embalse resaltada en la Ilustración 50.



Ilustración 50: Especificación de la línea de media tensión en la que se realizará el acoplamiento. Fuente: Google Maps y elaboración propia.

Cabe mencionar que no forma parte del alcance de este proyecto el diseño de la línea eléctrica para realizar el acoplamiento a la red. Sin embargo, a continuación, mediante la Ilustración 51 se muestra la distancia en perpendicular a la orilla del embalse de tal forma que se tenga una percepción acerca de la longitud necesaria de ésta y de los posibles costes que pueda suponer.

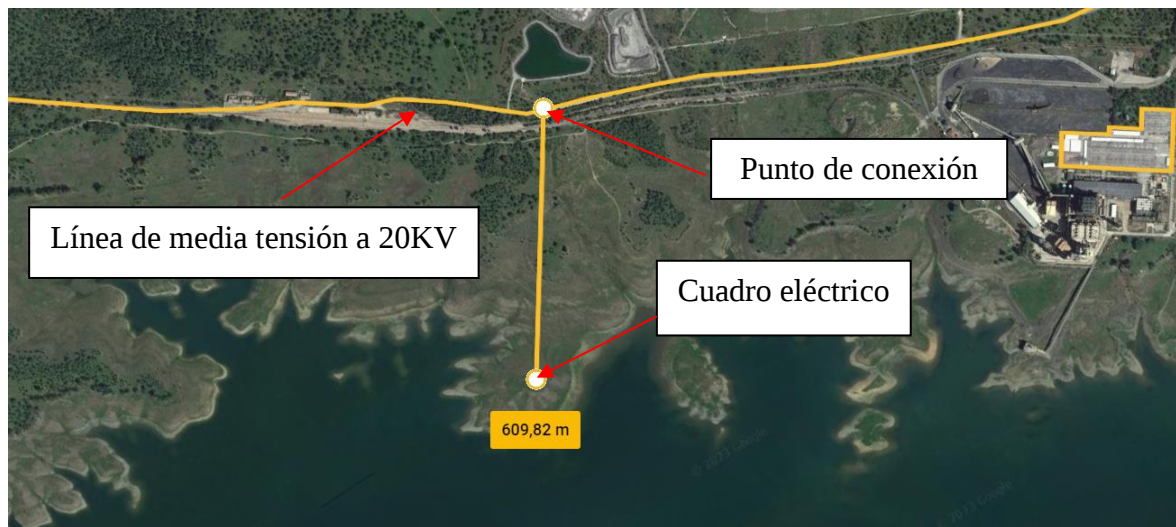


Ilustración 51: Trazado de la línea y punto de conexión al centro de transformación. Fuente: Google Earth y elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Ilustración 51 el trazado de la línea desde el punto de conexión en la línea de media tensión al cuadro eléctrico abarcaría aproximadamente 609,82m.

Cabe reseñar que justamente la línea de media tensión a 20kV circula por una carretera secundaria, sin embargo, en cuanto al estudio del acceso a la planta fotovoltaica, no se dispone de un camino hasta la orilla del embalse. Es por ello, por lo que se tendría que acondicionar el terreno de tal forma que permita tanto el paso de personas como de vehículos autorizados. El coste de acondicionamiento del terreno es mínimo comparado con el coste vinculado a la tirada de línea eléctrica en caso de que ésta hubiera tenido que abarcar una longitud infinitamente mayor que los 609,82m.

4.2.2 ACOPLAMIENTO A LÍNEA DE MEDIA TENSIÓN

En cuanto al tipo de acoplamiento a emplear, se utilizará lo que se conoce como entronque (Ilustración 52), se trata de una forma rápida y barata de acoplarse a un nudo de la red.

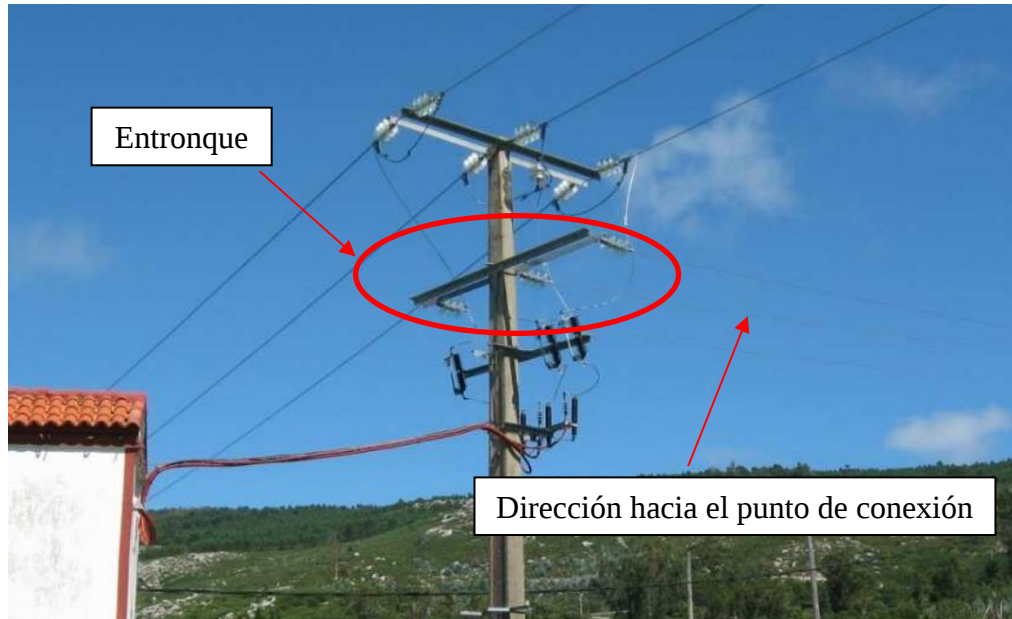


Ilustración 52: Entronque. Fuente: Jesús Trashorras Montecelos

En la Ilustración 52 puede observarse el recorrido de la línea de media tensión a 20kV mientras que lo resaltado en rojo es el entronque a realizar para acoplar la central de generación fotovoltaica a este punto de conexión.

El presente proyecto deberá en primer lugar, pedir permiso a la compañía de distribución propietaria de dicha línea de media tensión y segundo, deberá de tener en consideración la capacidad del nudo para absorber la potencia que vaya a suministrar la central. Suponiendo que se dispone tanto del permiso necesario de la compañía distribuidora y que este nudo de la red tiene la suficiente capacidad para absorber el vertido de potencia proveniente de la planta solar, no habrá ningún tipo de inconveniente y se podrá realizar el vertido de energía sobrante.

4.3 ESTUDIO Y SELECCIÓN DEL POSIBLE CONSUMIDOR

En España, las plantas fotovoltaicas flotantes están siendo utilizadas principalmente para alimentar sistemas de bombeo destinados al riego agrícola como sucede en el Embalse de las Yeguas. Otro de sus usos más frecuentes es el de la investigación y desarrollo, las plantas fotovoltaicas flotantes están siendo estudiadas minuciosamente por compañías como Iberdrola y Acciona puesto que quieren seguir implantando esta tecnología en superficies acuáticas debido a que cada vez se va disponiendo de una menor superficie terrenal, pero ello requiere un exhaustivo análisis de todo lo que supone el emplazar un tipo de plantas como tal.

Algunos de los aspectos más relevantes a considerar son: ventajas y desventajas con respecto a las plantas convencionales terrestres, eficiencia de los generadores fotovoltaicos, estudio económico de tal forma que se pueda garantizar una viabilidad y estabilidad económica, estudio de los posibles impactos que esta tecnología puede suponer sobre la fauna y flora que se encuentra alrededor de la misma planta de generación, adquisición de permisos necesarios para poder realizar el proyecto de forma legal, capacidad de acoplamiento a la red eléctrica, costes de operación y maniobra, entre otros. Como se puede observar son proyectos en los que hay que tener en consideración numerosos factores si se quiere que durante el proceso de explotación todo funcione correctamente.

El consumo que se quiere alimentar con este proyecto es un sistema de bombeo destinado al riego agrícola. Se ha seleccionado dicho consumo por ser la demanda energética más frecuente alimentada por plantas fotovoltaicas flotantes conectadas a la red en España. Evidentemente, se trata de una demanda ficticia pero que en cuanto a lo que el consumo energético se refiere se van a emplear datos similares a sistemas de bombeo convencionales destinados al regadío con el objetivo de que tanto el diseño como el dimensionamiento de la planta sea lo más realista posible y se pueda llevar a cabo como futuro proyecto ingenieril.

Se ha decidido alimentar un sistema de bombeo destinado al riego agrícola por varios motivos, pero el principal de ellos son las numerosas quejas que los regantes de las provincias españolas presentan debido a los elevados costes de la electricidad. Muchos de estos regantes valoran la alternativa de dejar de cultivar con tal de no tener pérdidas a lo largo de todo el año y tener una empresa insostenible puesto que los beneficios obtenidos de las cosechas no compensan. Muchos de ellos que siguen en el sector de la agricultura sostienen que pueden seguir haciendo frente a los elevados costes gracias a la concesión de créditos, pero de no ser así ya habrían abandonado el negocio. Es por todo lo anterior, por lo que con el presente trabajo se quiere dar solución a un problema globalizado en el sector de la agricultura.

Se pretende alimentar el sistema de bombeo con una instalación fotovoltaica flotante de tal forma que toda la energía consumida por las bombas, así como la energía requerida para poder suministrar el salto de agua necesario desde la balsa de riego a la zona de los cultivos sea económicamente viable. El hecho de emplear una planta de generación fotovoltaica flotante que sea capaz de suministrar la potencia necesaria requerida por el sistema de bombeo hace que el precio a pagar en cuanto a combustible o electricidad sea nulo a diferencia de si dicho sistema de bombeo se encuentra acoplado a la red eléctrica o bien alimentado por generadores de gasoil. A continuación, mediante la Ilustración 53 se muestra la evolución de precio del gasoil a lo largo de estos años:

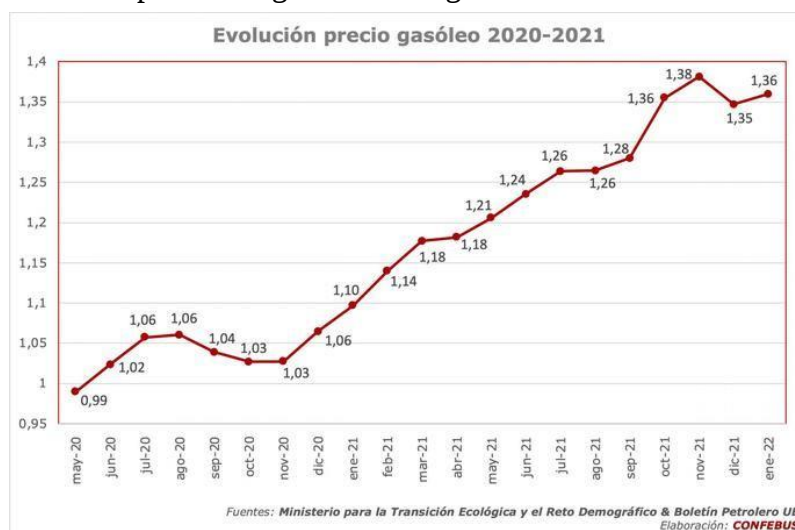


Ilustración 53: Evolución del precio del gasoil. Fuente: Google photos.

Como se puede observar al igual que lo que sucede con el precio de la electricidad, si la planta de bombeo se encuentra alimentada por generadores de gasoil se vuelve a tener un problema similar debido principalmente a la subida anual en el precio del combustible. Por ello, no parece una solución económicamente viable en lugar de alimentar las bombas a través de la red hacerlo mediante el uso de generadores diésel. El presente trabajo pretende generar toda esa energía demandada de una forma limpia y sin pagar el elevado coste del combustible fósil.

Cabe reseñar que sólo es necesario conocer la demanda energética mensual y no necesariamente más detalles técnicos del consumo para poder dimensionar la planta. Para poder comenzar con el diseño y el dimensionado de este proyecto se empezará por calcular tanto el número de paneles necesarios, así como la potencia total de toda la instalación, pero para ello es necesario disponer de la energía consumida por el sistema de bombeo de tal forma que combinándolo con un estudio de la irradiación solar disponible en la zona del emplazamiento se logre deducir tanto el número de generadores que se requieren, así como la potencia pico de toda la instalación. A continuación, se muestra en la Tabla 12 la energía mensual consumida por el sistema de bombeo:

	<i>Energía consumida en kWh</i>
<i>Enero</i>	17.650
<i>Febrero</i>	25.543
<i>Marzo</i>	79.987
<i>Abril</i>	42.543
<i>Mayo</i>	104.301
<i>Junio</i>	197.987
<i>Julio</i>	505.432
<i>Agosto</i>	526.521
<i>Septiembre</i>	265.789
<i>Octubre</i>	39.000
<i>Noviembre</i>	11.650
<i>Diciembre</i>	11.000

Tabla 12: Factura energética mensual de la demanda en kWh. Fuente: Elaboración propia.

Como ya se ha comentado previamente el consumo es ficticio, pero los valores de energía consumidos por las bombas a alimentar se han seleccionado de forma lógica, es decir se ha supuesto que el regadío se llevará a cabo en una superficie de 1.500ha aproximadamente empleando para ello 20 bombas. Las bombas convencionales más empleadas para regadío suelen consumir entorno a 70kW para bombear alrededor de los $250m^3/hr$. Cabe reseñar que la potencia consumida por una bomba depende en función del caudal a bombear, la altura, la presión de trabajo y de su eficiencia.

En el presente proyecto se considerará que la altura de la balsa de riego comparada con la zona del cultivo se encuentra aproximadamente a la misma cota con tal de que no sea necesario sobredimensionar la planta en ese aspecto y que no se consuma energía de más debido principalmente a una gran diferencia de cotas entre la balsa y la zona de regadío. Como puede observarse en la Tabla 12 el consumo de las bombas durante aquellos meses más calurosos es más elevado debido a que durante los meses de verano se requiere regar más a menudo los cultivos.

A continuación, se muestra un esquema representativo que muestra el conexionado entre la planta de generación fotovoltaica y el sistema de bombeo.

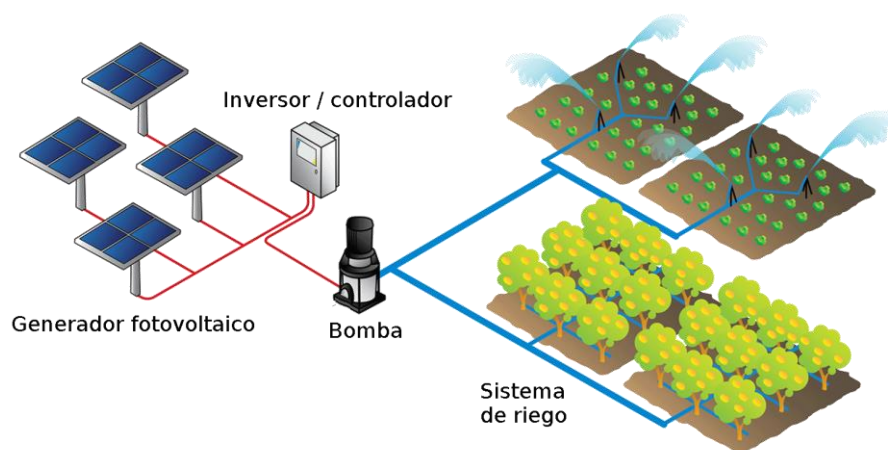


Ilustración 54: Esquema representativo de conexionado entre módulos fotovoltaicos y la bomba. Fuente: (Helioesfera, 2021)

4.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ELEMENTOS DE FLOTACIÓN Y PANELES DE GENERACIÓN

Para elegir los componentes que van a conformar la planta de generación, es necesario establecer un criterio de selección. En este apartado se procede a explicar todos y cada uno de los requisitos que se establecen en cuanto a la selección tanto del sistema de flotación como del propio generador se refiere.

En cuanto al sistema de flotación, se van a priorizar aquellos que permitan ampliaciones, es decir, si en un futuro se requiere instalar más células fotovoltaicas en el embalse debido a que requiere tener una potencia pico instalada mayor, será necesario instalar previamente el sistema de flotación y si éste no es modular, no se podrán realizar dichas modificaciones, sin embargo, si el sistema de flotación es modular y permite realizar ampliaciones no se tendrá ningún tipo de inconveniente en realizar las mismas.

Un aspecto importante a considerar es que el sistema de flotación se encuentra directamente en contacto con el agua, luego se han de seleccionar aquellos sistemas flotantes fabricados con determinados materiales que no sean corrosivos de tal forma que no se contamine el agua embalsada. Los materiales que más suelen contaminar el medio son los metálicos y además tienen un coste mucho mayor que los plásticos. Hay determinados materiales plásticos que no contaminan el agua y además son de un peso muy ligero con lo que favorece a que el peso total de toda la planta sea menor.

El tercer aspecto que se tiene que analizar a la hora de seleccionar el sistema de flotación es que permita el posicionamiento de las células fotovoltaicas con la inclinación que se desee. Como se verá más adelante, mediante un estudio de la irradiación solar en el Embalse de Puente Nuevo, el grado de inclinación óptimo del panel (obtenido mediante el programa PVGIS) para el emplazamiento seleccionado es de 33°, evidentemente no se seleccionará dicha inclinación debido a las sombras que se pueden proyectar sobre el resto de módulos pudiendo inferir en su rendimiento, pero es evidente que cuanto más cerca de dicho grado de inclinación se encuentre mayor irradiación solar captarán y mayor energía

producirán. Es importante tener en consideración la relación entre el grado de inclinación y los esfuerzos a los que se puede ver sometida la planta. A mayor inclinación, se deberán de acondicionar los paneles de tal forma que logren superar las rachas de viento que puedan incidir sobre ellos. Al seleccionar el grado de inclinación se tendrá en cuenta la irradiación solar que se pueda captar sin comprometer a la infraestructura de la planta de tal forma que no sea necesario invertir una mayor cantidad de dinero en el acondicionamiento de los sistemas de flotación y generadores. Por ello tanto los sistemas de flotación, las uniones entre los mismos y los generadores fotovoltaicos soportarán esfuerzos mínimos si el ángulo de basculación no es demasiado elevado.



Ilustración 55: Inclinación de 15°. Fuente: Google photos.



Ilustración 56: Inclinación de 35°. Fuente: Google photos.

Analizando la Ilustración 55 y la Ilustración 56 puede observarse a simple vista como el panel con una inclinación de 35° con respecto de la horizontal se verá sometido a mayores esfuerzos que el panel cuya inclinación es de 15° luego el sistema de sujeción e infraestructura deberá de estar acondicionado para ello.

Otro aspecto a considerar es la adaptación de los sistemas de flotación a la superficie de agua embalsada, es decir, el embalse a lo largo del año varía en cuanto a capacidad se refiere con lo que los sistemas de flotación tendrán que ser capaces de sufrir dicho desnivel permitiéndose seguir en contacto con el agua. Para ello, es de suma importancia que el sistema de amarre sea el correcto de tal forma que sea cual sea la estación del año se pueda seguir manteniendo un contacto sólido y firme entre los sistemas de flotación y el agua.

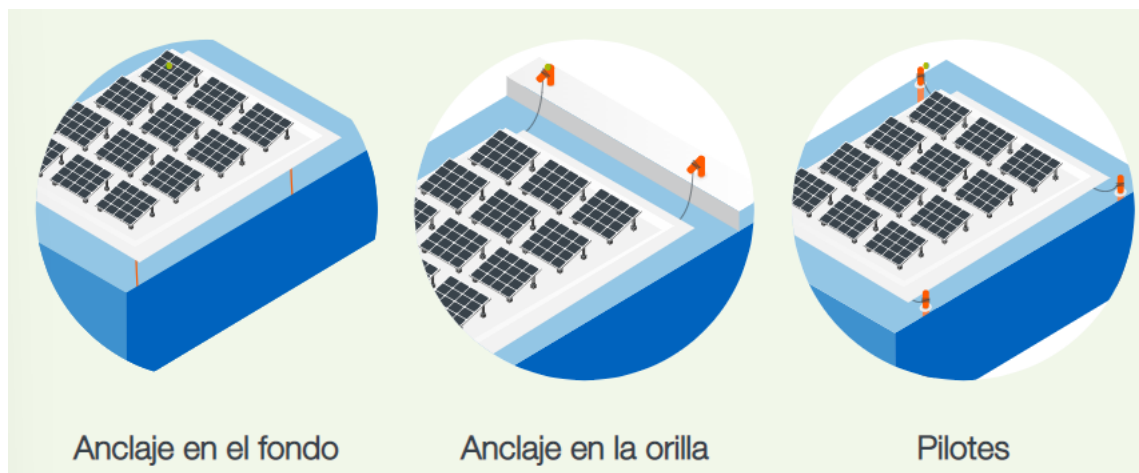


Ilustración 57: Tipos de anclajes y fondeo. Fuente: Iberdrola.

En la Ilustración 57 se muestran los diferentes tipos de amarres que se pueden usar para fijar la balsa flotante de tal forma que no presente grandes oscilaciones. Cabe reseñar que antes de seleccionar el sistema de amarre es necesario comprobar las limitaciones que la estructura flotante posee, normalmente se suele seleccionar en primer lugar el sistema de flotación y posteriormente en base a las limitaciones de este, se elige el sistema de amarre. De los tres disponibles, el anclaje en el fondo es el que presenta un mayor coste debido a que la estructura flotante se mantendrá firme mediante el uso de cabos enlazados a dados de hormigón posicionados en el fondo. Para ello se debe de realizar un análisis topográfico previo a través del cual se estudie la irregularidad del fondo del embalse y observar si dichos dados de hormigón pueden ser posicionados sin ningún tipo de inconveniente o habría que realizar un acondicionamiento del fondo para poder colocarlos. Como lo que se quiere es intentar minimizar los costes de la inversión a realizar se priorizará el anclaje a la orilla frente al anclaje al fondo que como se observa conlleva un mayor desembolso.

En cuanto al generador fotovoltaico, al igual que lo que sucede con el sistema de flotación se priorizarán aquellos que permitan ampliar la planta frente a otros que se encuentran ensamblados mediante módulos fijos y no permiten ampliar al gusto el tamaño de ésta. Las características principales que se tendrán en consideración a la hora de realizar su selección serán: el rendimiento, eficiencia, potencia máxima, peso, tensión máxima y margen de temperaturas de funcionamiento. Se pretende seleccionar aquel tipo de panel que presentando unas buenas características técnicas tenga el menor coste posible de tal forma que se evite encarecer el proyecto.

4.5 SELECCIÓN DE SISTEMA DE FLOTACIÓN Y DEL PANEL

En base tanto a los criterios de selección anteriormente establecidos, así como al estudio del arte realizado en apartados anteriores acerca de las diferentes tecnologías existentes ya sea en cuanto al generador fotovoltaico o sistema de flotación se refiere, se ha decidido emplear por un lado el sistema de flotación de Hydrelío y el panel policristalino de ATERSA A-320P.

En cuanto al sistema de flotación, se barajó la opción de emplear el sistema de Isofloating de Isigenere puesto que proporciona unas características técnicas muy competitivas y novedosas. Sin embargo, se optó finalmente por el sistema Hydrelío debido a una única diferencia relacionada con las características técnicas, el sistema de Hydrelío permite dar una inclinación al panel de 12° por defecto mientras que en el sistema de Isofloating el flotador principal simplemente disponía de un ángulo de basculación de 5°. Como se comprobará posteriormente con el programa PVGIS, la irradiación solar captada en el Embalse de Puente Nuevo por unos paneles inclinados 12° respecto a la horizontal es mayor que la que se consigue captar con un grado de inclinación de 5° teniendo en consideración que el ángulo óptimo de basculación según el programa es de 33°.

Ala vista de los resultados obtenidos con PVGIS, comparando la Tabla 13 con la Tabla 14 se puede observar como la irradiación solar captada por un panel inclinado 12° respecto a la horizontal es claramente mayor que la irradiación solar que se logra captar con una basculación de tan sólo 5°. El principal propósito de seleccionar el sistema de flotación cuya inclinación permita captar la mayor irradiación solar disponible es que se pueda producir la mayor cantidad de energía eléctrica posible de tal forma que tanto se pueda abastecer al consumo en la peor situación de todas, es decir, en aquellos meses en los que la demanda es máxima y la producción solar es mínima y se pueda realizar un vertido de la energía sobrante a la red mediante una línea de evacuación de media tensión a 20kV con el ingreso extraordinario que eso conlleva.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en cuanto a irradiación solar se refiere empleando un grado de inclinación tanto de 12° como de 5°:

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>H(i)_m</i>
2020	Jan	97.05
2020	Feb	132.06
2020	Mar	152.16
2020	Apr	145.31
2020	May	217.7
2020	Jun	238.88
2020	Jul	249.35
2020	Aug	234.37
2020	Sep	172.68
2020	Oct	152.42
2020	Nov	95.94
2020	Dec	86.39

Tabla 13: Irradiación solar en un plano a 12° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS.

H(i)_m: Irradiación solar disponible en plano a 12° (kWh/m2/mo)

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>H(i)_m</i>
2020	Jan	85.08
2020	Feb	119.3
2020	Mar	144.1
2020	Apr	142.74
2020	May	216.77
2020	Jun	240.54
2020	Jul	249.49
2020	Aug	229.47
2020	Sep	164.76
2020	Oct	139.52
2020	Nov	85.34
2020	Dec	75.25

Tabla 14: Irradiación solar en un plano a 5° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS.

H(i)_m: Irradiación solar disponible en plano a 5° (kWh/m2/mo)

Con el propósito de observar de un mejor modo la diferencia que existe en cuanto a la captación de irradiación solar se refiere entre estas dos tecnologías (Hydrelío e Isigenere), a continuación, se procede a mostrar dos gráficos en los que se compara la irradiación que se logra captar con la inclinación óptima de 33° y las dos inclinaciones por defecto de los fabricantes de los sistemas de flotación (5° y 12°)

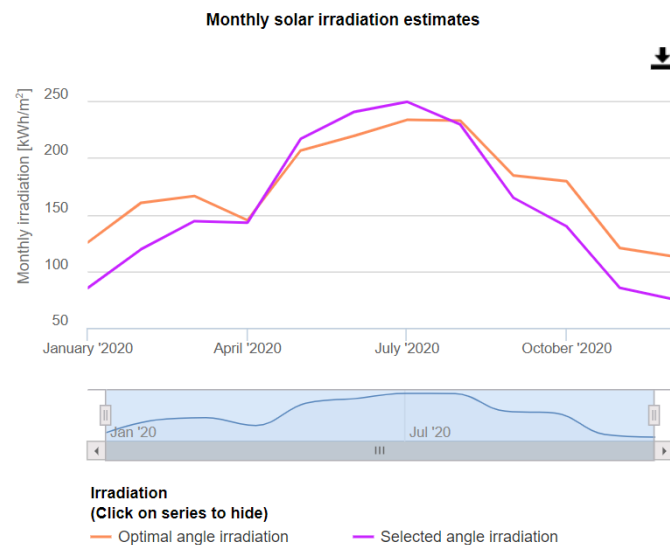


Ilustración 58: Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 5° .

Fuente: PVGIS

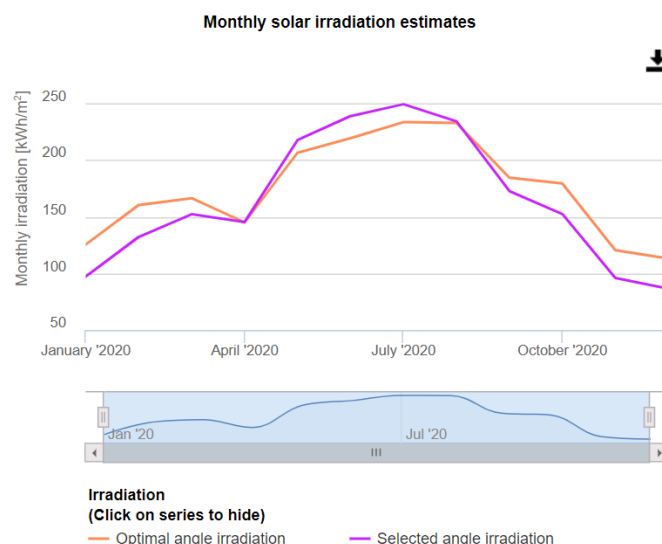


Ilustración 59: Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 12° .

Fuente: PVGIS

Como se puede observar en la Ilustración 58 y en la Ilustración 59, para un ángulo de inclinación de 5° se tiene una mayor diferencia respecto a la irradiación solar captada para un ángulo óptimo que empleando un grado de basculación de 12° . Sin embargo, cabe resaltar que durante aquellos meses más calurosos la irradiación solar captada por un panel tanto de 5° como de 12° es relativamente mayor que la que se podría llegar a captar con uno de 33° , ello es principalmente debido a que durante los meses de más calor la incisión del sol es cada vez más perpendicular de tal forma que cuanto más horizontal se encuentre el panel, es decir cuanto menor sea el ángulo de basculación, mayor será la irradiación solar captada.

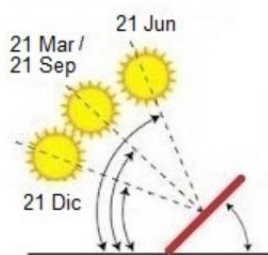


Ilustración 60: Inclinación de los rayos solares en función del mes. Fuente: (MPPTSolar, 2023)

Analizando la Ilustración 60 cabe reseñar que la mejor opción para captar la mayor irradiación posible durante todos los meses del año es emplear un sistema de seguimiento solar que permita orientar los módulos de tal forma que dependiendo del mes del año se pueda dar una inclinación determinada para maximizar la captación solar. Sin embargo, este tipo de sistemas incrementaría el desembolso de la inversión inicial cosa que se quiere evitar.

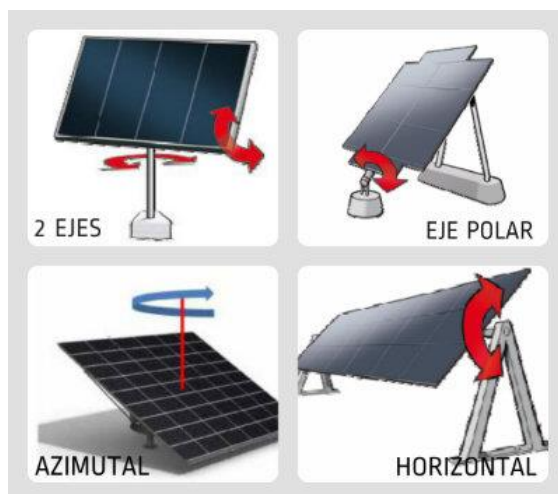


Ilustración 61: Sistema de seguimiento solar. Fuente: Google Photos.

Por todo lo anteriormente expuesto, el sistema de flotación final seleccionado es el de Hydrelío:

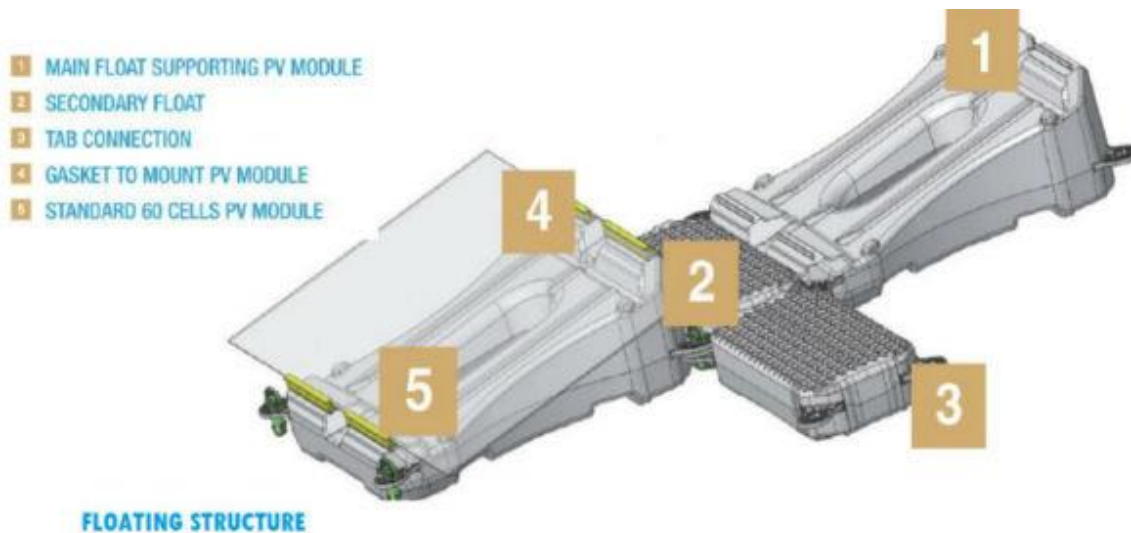


Ilustración 62: Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: (EcoInventos, 2022)
Ilustración 58: Comparación entre la irradiación solar captada para un ángulo óptimo y un ángulo de 5°. Fuente: PVGIS

En cuanto a la selección del panel, el panel final seleccionado es el A-320P de la empresa española ATERSA debido a que cumple los requisitos establecidos en apartados anteriores y por la confianza que da una empresa con más de cuarenta años trabajando en el sector de las plantas solares fotovoltaicas. A continuación, mediante la Ilustración 63 se muestra una imagen del mismo:



Ilustración 63: Panel A-320P de ATERSA. Fuente: (ATERSA_Shop, s.f.)

4.6 IRRADIACIÓN SOLAR

Con el objetivo de poder calcular el número de paneles a emplear, así como la potencia total de toda la instalación, es necesario realizar un estudio de la irradiación solar disponible en la zona del emplazamiento (Embalse de Puente Nuevo).

El sol produce una determinada cantidad de energía que a medida que evoluciona hasta alcanzar la superficie terrestre se ve disminuida principalmente debido a los fenómenos climatológicos. A medida que la radiación solar va penetrando en la atmósfera, ésta se ve atenuada debido los siguientes fenómenos: reflexión, absorción y transmisión.

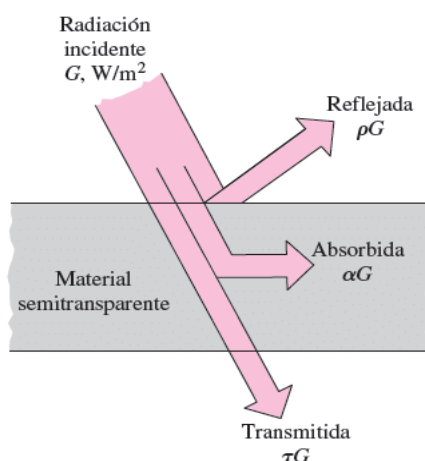


Ilustración 64: Fenómenos de reflexión, absorción y transmisión. Fuente: Google photos.

Analizando la Ilustración 64 se puede observar cómo la reflexión se produce cuando la luz impacta sobre un determinado objeto y ésta es reflejada por el mismo, luego es irradiación que se disipa de nuevo en el medio. Sin embargo, cuando la luz incide sobre un determinado objeto y éste absorbe parte de ella, dicho fenómeno se conoce como absorción. El último fenómeno de los tres es el de transmisión que básicamente consiste en que toda la luz que no haya sido reflejada ni absorbida por el objeto va a ser transmitida a través de éste hacia todo lo que pueda encontrarse detrás.

La irradiación es un aspecto fundamental a estudiar a la hora de emplazar tanto una planta fotovoltaica flotante como una planta fotovoltaica convencional debido a que cuanto más irradiación y horas de sol, mayor tiempo se tendrán a las células fotovoltaicas captando energía solar para convertirla en energía eléctrica de una forma directa. Por ello, es muy relevante analizar la irradiación solar disponible en la península y así observar si el lugar del emplazamiento seleccionado se encuentra en una ubicación dónde se pueda aprovechar al máximo la generación de energía.

A continuación, en la Ilustración 65 se muestra la irradiación solar disponible en España:

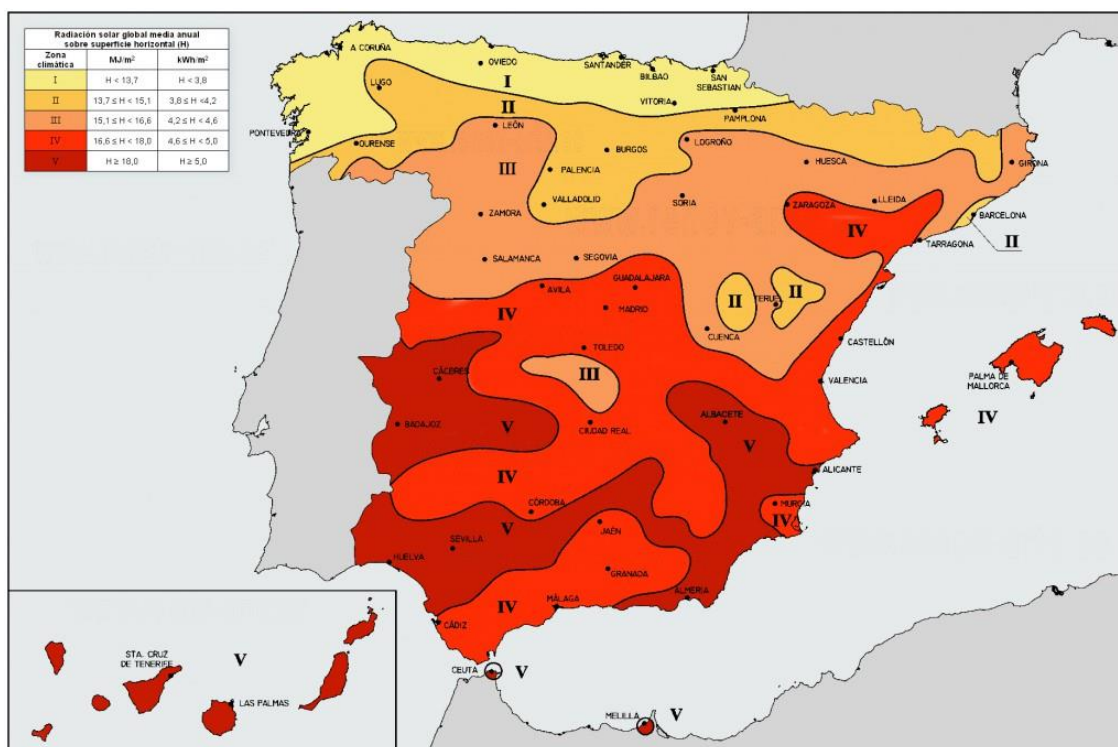


Ilustración 65: Irradiación solar disponible en España. Fuente: Efimarket.

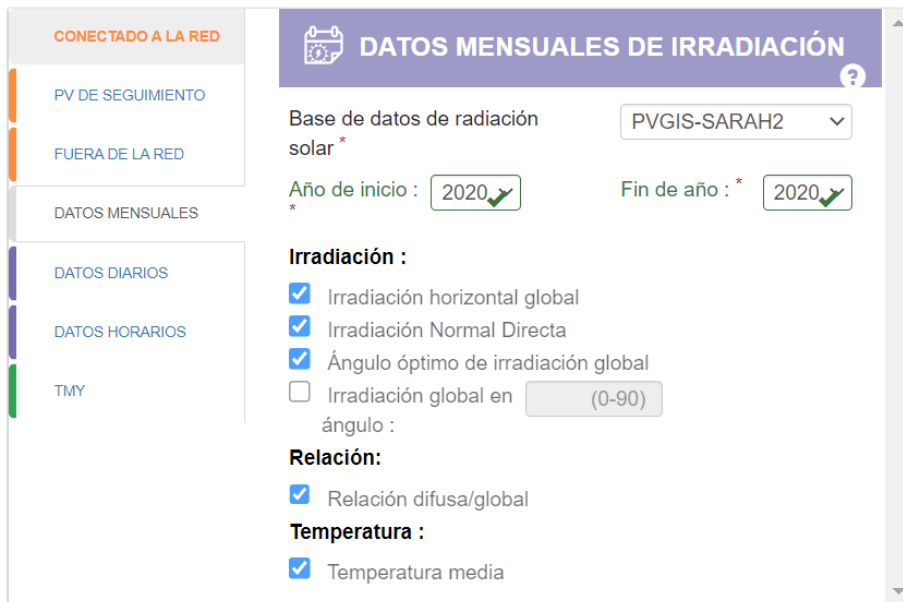
Como se puede observar la Ilustración 65 muestra la irradiación solar global anual sobre una superficie horizontal. En cuanto al emplazamiento seleccionado, el embalse de Puente Nuevo se encuentra en la provincia de Córdoba y a la vista de la Ilustración 65 se puede categorizar dicha área como zona climática IV-V, luego ello corrobora que el embalse seleccionado es adecuado en cuanto a irradiación solar disponible se refiere.

Para poder dimensionar la planta es necesario conocer la irradiación solar disponible en la zona del emplazamiento, para ello como ya se ha comentado se puede analizar la Ilustración 65 teniendo en consideración que dichos datos hacen referencia a la irradiación solar disponible considerando una superficie horizontal. En el caso de posicionar los generadores fotovoltaicos de forma horizontal los datos son perfectamente válidos, sin embargo, si se quiere que la disposición de las células tenga un determinado grado de inclinación y azimut habría que analizar cuánta irradiación hay disponible. Para ello se procede a emplear el programa PVGIS que proporciona información acerca de la irradiación solar disponible para distintas situaciones de funcionamiento.

Al programa PVGIS se le tiene que proporcionar las coordenadas del emplazamiento:

<i>Latitud (grados decimales)</i>	38.130
<i>Longitud (grados decimales)</i>	-4.984

Tabla 15: Coordenadas del Embalse de Puente Nuevo. Fuente: Elaboración propia.



The screenshot shows the PVGIS web interface. On the left is a sidebar with navigation links: 'CONECTADO A LA RED', 'PV DE SEGUIMIENTO', 'FUERA DE LA RED', 'DATOS MENSUALES', 'DATOS DIARIOS', 'DATOS HORARIOS', and 'TMY'. The 'DATOS MENSUALES' section is active. The main area is titled 'DATOS MENSUALES DE IRRADIACIÓN'. It includes a dropdown for 'Base de datos de radiación solar' set to 'PVGIS-SARAH2'. Below this are input fields for 'Año de inicio' and 'Fin de año', both set to '2020'. There are checkboxes for 'Irradiación horizontal global', 'Irradiación Normal Directa', and 'Ángulo óptimo de irradiación global', all of which are checked. There is also an unchecked checkbox for 'Irradiación global en ángulo' with a '(0-90)' input field. Under 'Relación', the 'Relación difusa/global' checkbox is checked. Under 'Temperatura', the 'Temperatura media' checkbox is checked.

Ilustración 66: Entrada de datos a PVGIS. Fuente: PVGIS.

Como se puede observar en la Ilustración 66 la base de datos disponible más actualizada en cuanto a irradiación se refiere es del año 2020 con lo que en caso de que fuera posible emplear otra base de datos más actualizada se procedería como tal, pero al no estar disponible se ha decidido emplear esta ya que es la que más actualizada se encuentra.

Al programa se le debe de proporcionar un año de inicio y un año de fin y con el objetivo de realizar el estudio de la irradiación con los datos más recientes, se ha decidido estudiarla a lo largo del año 2020. Los resultados ofrecidos por PVGIS son los siguientes:

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>H(h)_m</i>	<i>H(i_opt)_m</i>	<i>Hb(n)_m</i>
2020	Jan	75.98	125.34	120.07
2020	Feb	109.28	160.16	158.44
2020	Mar	137.4	166.34	137.9
2020	Mar	137.4	166.34	137.9
2020	Apr	140.12	144.96	103.59
2020	May	214.67	206.47	215.09
2020	Jun	240.19	219.42	252.22
2020	Jul	247.88	233.57	265.21
2020	Aug	224.35	232.86	261.21
2020	Sep	158.01	184.5	171.36
2020	Oct	129.36	179.42	176.45
2020	Nov	77.21	120.34	111.66
2020	Dec	66.8	113.0	107.9

Tabla 16: Irradiación solar disponible en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS.

$H(h)_m$: Irradiación en plano horizontal (kWh/m²/mo)

$H(i_{opt})_m$: Irradiación en plano inclinado óptimo (kWh/m²/mo)

$Hb(n)_m$: Irradiación mensual (directa) en un plano siempre normal a los rayos solares (kWh/m²/mo)

Analizando la Tabla 16 pueden observarse distintas irradiaciones, por un lado, PVGIS presenta la irradiación solar disponible en un plano horizontal ($H(h)_m$), por otro lado muestra la irradiación solar disponible en un plano con un determinado grado de inclinación considerado como el óptimo y por otro lado ofrece la irradiación en un plano siempre normal a los rayos solares. PVGIS considera que el grado de inclinación óptimo de los paneles fotovoltaicos es de 33°.

Monthly solar irradiation estimates

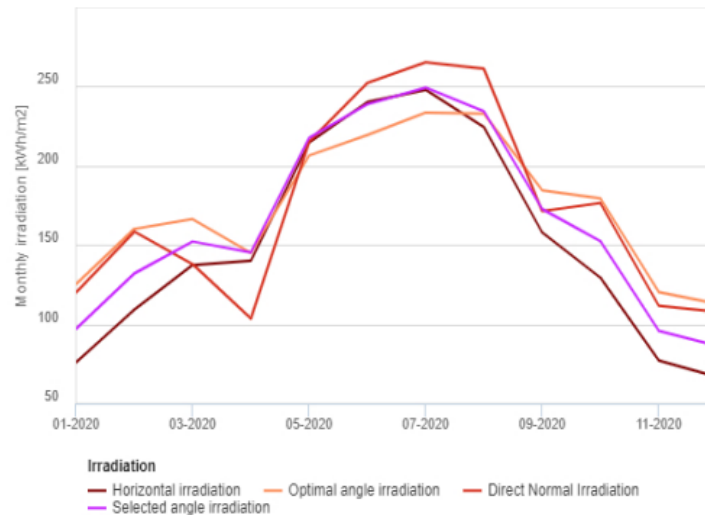


Ilustración 67: Irradiación solar conjunta en el Embalse de Puente Nuveo. Fuente: PVGIS.

En la Ilustración 67 se muestran los diferentes tipos de irradiación disponibles en las coordenadas dónde se posiciona el Embalse de Puente Nuevo. Las curvas de irradiación obtenidas permiten conocer en la medida de lo posible la irradiación solar disponible en función de si se emplea un panel con pendiente nula o con una determinada inclinación.

Para poder calcular el número de paneles a emplear, así como la potencia de la instalación es necesario conocer la irradiación que se tiene empleando el grado de inclinación que viene por defecto a la hora de seleccionar tanto el tipo de panel como el sistema de flotación. Como se ha visto en apartados anteriores el sistema de flotación seleccionado es el de Hydrelío, el cual ofrece un grado de inclinación de 12°. Por ello, se procede a calcular la irradiación solar disponible en el embalse para un grado de inclinación de 12°.

Al programa PVGIS se le tiene que proporcionar las coordenadas del emplazamiento:

Latitud (grados decimales)	38.130
Longitud (grados decimales)	-4.984

Ilustración 68: Coordenadas del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en cuanto a irradiación solar se refiere empleando un grado de inclinación de 12°:

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>H(i)_m</i>
2020	Jan	97.05
2020	Feb	132.06
2020	Mar	152.16
2020	Apr	145.31
2020	May	217.7
2020	Jun	238.88
2020	Jul	249.35
2020	Aug	234.37
2020	Sep	172.68
2020	Oct	152.42
2020	Nov	95.94
2020	Dec	86.39

Tabla 17: Irradiación solar en un plano a 12° respecto de la horizontal. Fuente: PVGIS.

H(i)_m: Irradiación solar disponible en plano a 12° (kWh/m²/mo)

Si se compara la Tabla 16 y la Tabla 17 se puede observar como la irradiación solar disponible para un grado de inclinación de 12° es sensiblemente menor que la irradiación obtenida para un plano con la inclinación óptima. Como se ha analizado previamente el grado de inclinación óptimo de las células para la ubicación seleccionada es de 33° y al emplear el sistema de flotación “Hydrelio” se está condicionando directamente la selección de dicho ángulo puesto que el mecanismo de serie (el más económico) ofrece un ángulo de basculamiento fijo de 12°.

Es de suma importancia realizar el análisis de la irradiación solar disponible en la zona del emplazamiento, pero más aún que se obtengan dichos resultados para el caso particular de la inclinación que se le vaya a dar a los generadores fotovoltaicos ya que se requieren unos datos precisos de tal forma que a la hora de dimensionar la planta tanto el cálculo del número de células necesarias así como el cálculo de la potencia de la planta para cubrir la demanda sea lo más exacto posible.

PVGIS también ofrece información acerca de la relación entre la radiación solar difusa y la global, es decir muestra la fracción de irradiación solar que proviene de las nubes y del cielo.

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>Kd</i>
2020	Jan	0.41
2020	Feb	0.31
2020	Mar	0.44
2020	Mar	0.44
2020	Apr	0.55
2020	May	0.31
2020	Jun	0.27
2020	Jul	0.25
2020	Aug	0.23
2020	Sep	0.34
2020	Oct	0.31
2020	Nov	0.4
2020	Dec	0.43

Tabla 18: Relación radiación solar difusa-global. Fuente: PVGIS.

Kd: Relación entre irradiación difusa y global (-)

Monthly average diffuse to global ratio



Ilustración 69: Relación entre irradiación difusa-global. Fuente: PVGIS.

Analizando la Tabla 18 y la Ilustración 69 puede observarse como la relación entre la irradiación solar difusa y global en aquellos meses de menos sol se encuentra entorno al 0.5, es decir que dicho valor se corresponde con climas nublados. Sin embargo, en aquellos meses en los que se dispone de una menor nubosidad y de mayores horas de sol puede observarse como dicho cociente disminuye. Se puede concluir que la relación K_d será mayor en aquellos meses de más nubosidad e inferior en aquellos meses más soleados (Junio, Julio y Agosto).

Otro aspecto importante que se debe de tener en consideración es la temperatura media en la zona del emplazamiento, para ello a continuación se presentan los resultados obtenidos en cuanto a la temperatura media mensual se refiere obtenidos mediante PVGIS.

<i>year</i>	<i>month</i>	<i>T2m</i>
2020	Jan	8.5
2020	Feb	12.3
2020	Mar	12.4
2020	Mar	12.4
2020	Apr	13.7
2020	May	20.0
2020	Jun	23.5
2020	Jul	29.9
2020	Aug	27.0
2020	Sep	22.4
2020	Oct	16.2
2020	Nov	13.0
2020	Dec	8.1

Tabla 19: Temperatura media mensual en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS.

Monthly average temperature

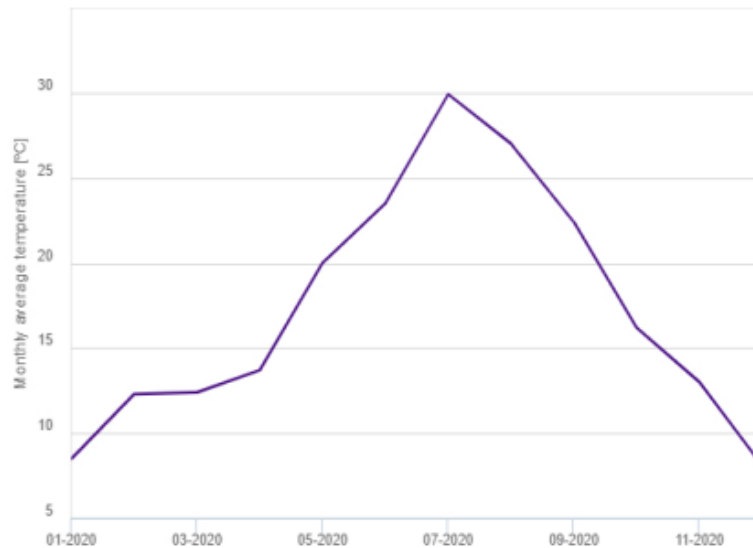


Ilustración 70: Temperatura media mensual en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: PVGIS.

Analizando la Tabla 19 y la Ilustración 70 puede observarse como la temperatura media mensual es mayor en aquellos meses más calurosos que en los meses de invierno como es evidente. En épocas de verano se tienen temperaturas de 30° y ello es muy relevante a la hora de dimensionar la planta puesto que si la temperatura es demasiado alta tanto la eficiencia como el rendimiento de los paneles fotovoltaicos empeora. La temperatura de funcionamiento ideal de un generador fotovoltaico se encuentra alrededor de los 25° y si la temperatura alcanza valores como los 40° el rendimiento del panel disminuiría llegando simplemente al 80%.

Sin embargo, al considerar que la temperatura media mensual máxima se encuentra alrededor de los 30° y además el efecto de situar los paneles sobre una gran masa de agua hace que la temperatura en la superficie panel sea muy inferior a la temperatura a la que pueda estar sometido una planta convencional (terrestre) hace que el rendimiento del panel en condiciones normales de operación y funcionamiento se encuentre muy cercano al 85%-90%.

4.7 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

4.7.1 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES Y DE LA POTENCIA TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Para calcular la potencia total de la instalación era de suma importancia hacer un análisis previo de la energía consumida a modo mensual por la demanda y de la irradiación solar disponible en las coordenadas del emplazamiento (Embalse de Puente Nuevo) debido a que el dimensionado de la planta se va a realizar de tal forma que siempre se pueda suministrar la energía demandada hasta en aquellos meses en los que ésta es máxima y la irradiación solar captada no lo sea.

De esta forma se garantiza que dimensionando la planta con la potencia necesaria que cubra la mayor ratio entre consumo e irradiación disponible nunca se tenga una menor energía producida que demandada.

A continuación, se procede a calcular la ratio entre la energía consumida por el sistema de bombeo y la irradiación solar captada por los paneles ya con la inclinación que el sistema de flotación Hydrelío proporciona (12°). Siendo conocedor de dicha ratio se podrá calcular la potencia total de la instalación empleando tanto el Ratio Performance como el factor de conversión para pasar la irradiación solar de kWh/m^2 a HSP.

Cabe reseñar que el criterio de diseño para calcular la potencia de la instalación permite que en ningún momento se tenga que demandar energía a la red, de tal forma que la planta puede ser autosuficiente pudiendo emplear la conexión a la red eléctrica solamente para realizar un vertido de energía al tener un exceso de la misma mediante la inyección de ésta en el nudo de acoplamiento (nudo en línea de media tensión).

Para dimensionar la potencia total de la instalación se va a emplear la siguiente fórmula:

$$P = \frac{E_c}{P_R \cdot \frac{I_s}{1000 \left(\frac{W}{m^2} \right)}}$$

Ecuación 1: Cálculo de la potencia total de la instalación.

E_c : Energía consumida en kWh.

P_R : Performance Ratio de la instalación.

I_s : Irradiación solar disponible en kWh/m².

Factor $1000 \left(\frac{W}{m^2} \right)$: se emplea para pasar de GDM (kWh/m²) a HSP.

El Performance ratio básicamente es un factor de rendimiento que se obtiene de la siguiente manera:

$$P_R = N_{inversor} \cdot N_{temperatura} \cdot N_{cables} \cdot N_{suciedad}$$

Ecuación 2: Cálculo del factor de rendimiento.

El principal problema es que al estar dimensionando la planta se desconocen las posibles pérdidas que puedan existir debido a los conductores, a la suciedad o al inversor puesto que las pérdidas por efecto de la temperatura ya se conocen debido a que se especifican en las características técnicas del panel empleado A-320P. Por todo ello, se va a emplear un coeficiente genérico de 0.75.

Mes	Energía consumida (kWh)	Irradiación solar (kWh/m ²)	Potencia (kW)
Enero	17,650	97,05	242,49
Febrero	25,543	132,06	257,89
Marzo	79,987	152,16	700,90
Abril	42,543	145,31	390,37
Mayo	104,301	217,70	638,81
Junio	197,987	238,88	1105,08
Julio	505,432	249,35	2702,66
Agosto	526,521	234,37	2995,38
Septiembre	265,789	172,68	2052,27
Octubre	39,000	152,42	341,16
Noviembre	11,650	95,94	161,91
Diciembre	11,000	86,39	169,77

Tabla 20: Cálculo de la potencia total instalada en la planta. Fuente: Elaboración propia.

A la vista de los resultados obtenidos en la Tabla 20, se puede observar como la potencia de la instalación fotovoltaica deberá de ser de 2995.38kWp, es decir, se ha seleccionado dicha potencia ya que es justamente durante el mes de Agosto en el que el consumo es máximo y la irradiación solar disponible no lo es. De esta forma se garantiza que siempre se pueda suministrar la energía demandada por el consumo. Por todo lo anterior, la potencia de la planta fotovoltaica flotante será de 2996 kWp.

Para conocer el número de paneles a emplear se procede a utilizar la siguiente ecuación:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{I,pico}}{P_{p,pico}}$$

Ecuación 3: Cálculo del número de paneles fotovoltaicos.

$P_{I,pico}$: Potencia instalada pico en kWp.

$P_{p,pico}$: Potencia pico del panel A-320P en kWp.

$$P_{I,pico} = 2996 \text{ kWp}$$

$$P_{p,pico} = 320 \text{ Wp}$$

Resolviendo la Ecuación 3 se obtiene que el número de paneles solares a emplear es aproximadamente de 9.363 paneles.

Cabe reseñar que tanto el cálculo de la potencia total de la instalación como el cálculo del número de paneles se ha realizado en base al peor mes, es decir, al mes en el que la energía demandada es máxima, de este modo se está sobredimensionando la planta debido a la gran diferencia que hay de demanda entre los meses de verano y los meses de invierno.

Si se tiene en consideración las horas de sol disponibles en el Embalse de Puente Nuevo, se puede calcular la producción de los 9.363 paneles fotovoltaicos. En Córdoba se disponen aproximadamente de 1.600 horas de sol al año con lo que los generadores teniendo en consideración su potencia pico de 320W producirían un total de 4.494.240kWh/año.

La demanda de energía anual es de 1.827.403kWh por lo que se puede observar la planta se encuentra sobredimensionada. Como ya se ha comentado en apartados anteriores, la planta se encontrará acoplada a la red eléctrica mediante un nudo situado en una línea de media tensión a 20kV con lo que el excedente de energía se puede verter a la red asimismo obteniendo un ingreso por ello en función de la cantidad entregada.

Si la diferencia de la demanda energética no hubiera sido tan elevada entre los meses de invierno y los meses de verano, no hubiera sido necesario un sobredimensionamiento como tal pero al haber una gran dispersión de energía demandada en función del mes, si se quiere cubrir la demanda todos los días del año y se quiere que la planta sea autosuficiente se tiene que proceder como se ha realizado en los cálculos anteriores.

4.7.2 DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

En este apartado se procede a realizar los cálculos necesarios para conocer la distancia que habría que dejar entre los generadores fotovoltaicos con el objetivo de no producir sombras y así poder maximizar la generación de energía eléctrica.

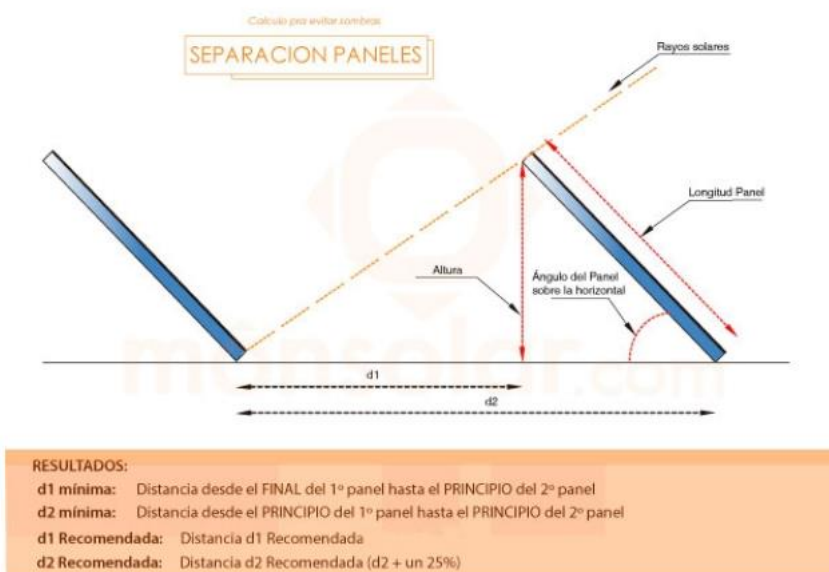


Ilustración 71: Cálculo de distancia entre paneles para evitar sombras. Fuente: (MonSolar, 2022)

Analizando la Ilustración 71 se puede observar como para realizar el cálculo de la distancia mínima entre paneles se deben de tomar en consideración varios factores. Por un lado, influye la latitud del emplazamiento puesto que dependiendo de ésta la irradiación solar tendrá un determinado ángulo u otro y por otro lado hay que tomar en cuenta tanto la longitud del panel seleccionado, así como el ángulo de inclinación seleccionado.

El cálculo de la distancia mínima entre paneles se va a realizar con el uso de una calculadora fotovoltaica programada de MonSolar que permite obtener directamente los resultados simplemente introduciendo los datos necesarios. Sin embargo, para comprender el fundamento teórico que hay detrás de ello a continuación se procede a mostrar los pasos a seguir para calcular de forma manual dicha distancia.

Con el objetivo de comprender cómo se realizaría el cálculo completo de la distancia entre paneles se procede a mostrar el procedimiento a seguir:

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61 - lat)}$$

Ecuación 4: Cálculo de la distancia mínima entre paneles.

$$h = long \cdot \sin(\vartheta)$$

Ecuación 5: Cálculo de la altura en mm.

d_1 : distancia entre paneles en mm.

h : altura en mm.

lat : latitud en grados decimales.

$long$: longitud del panel en mm.

ϑ : ángulo de inclinación respecto de la horizontal en grados.

Datos

Longitud del panel = 1200mm

Ángulo de inclinación respecto a la horizontal = 12°

Latitud = 37°

Resultados

$$h = long \cdot \sin(\vartheta) = 249.49mm$$

$$d_1 = \frac{h}{\tan(61 - lat)} = 560.3mm$$

Como se puede observar, si los cálculos se realizan mediante uso de las ecuaciones anteriores, el resultado de la separación entre paneles obtenido es de 560.37mm.

A continuación, se procede a realizar el mismo cálculo, pero en este caso se va a emplear la calculadora solar programada:

Datos:

Ángulo de inclinación respecto a la horizontal = 12°

Ángulo de inclinación del tejado = 0°

Longitud del panel = 1200mm

Latitud = 37°

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0	37	1.2	12	0.441	0.845	1.615	2.018
Inclinación A		0	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000
Inclinación B		0	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000

Ilustración 72: Resultados obtenidos mediante calculadora solar. Fuente: (MonSolar, 2022)

Los resultados obtenidos son lo que se observan en la Ilustración 72. Anteriormente, mediante la Ecuación 4 se ha calculado la distancia d_1 obteniéndose un valor de 560.27mm, sin embargo, la calculadora solar proporciona que dicha distancia debería de ser de 845mm, es decir 441mm más un determinado margen. Evidentemente es mucho más preciso el resultado obtenido mediante la calculadora solar que el obtenido mediante las ecuaciones puesto que en la Ecuación 4 se está suponiendo un ángulo de declinación constante de 61° , sin embargo, la calculadora obtiene de forma exacta el ángulo de la inclinación solar para su posición más baja. Por todo lo anterior se considera que la longitud que debe de existir entre los paneles para evitar sombras tiene que ser de 845mm.

4.7.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

En este apartado se procede a seleccionar el inversor de toda la planta. El inversor es el dispositivo encargado de convertir la corriente continua de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna para poder tanto realizar el acoplamiento a la red eléctrica como alimentar al consumo.

En las instalaciones fotovoltaicas, es posible instalar más de un inversor, de tal forma que una determinada cantidad de placas solares se conecten a uno y las restantes al otro. Es más, también es posible emplear tres inversores, esta combinación tiene un nombre en particular: “Maestro-esclavo”. La explicación de su funcionamiento está directamente relacionada con su nombre, lo que se hace es fijar un inversor como maestro y que éste en función de la potencia de consumo requerida active los otros dos inversores.

En este caso en particular, se ha decidido emplear dos inversores con el propósito de no incrementar excesivamente el desembolso inicial de la inversión. Al seleccionar dos inversores, es muy importante que la potencia de este sea un tanto inferior a la potencia de la instalación. Como se ha calculado en apartados anteriores, la potencia instalada de la planta resulta ser de 2996 kW. Evidentemente, el campo fotovoltaico se repartiría de forma equitativa de tal forma que cada inversor tendrá asociado un campo fotovoltaico con una potencia de 1498kW.

Lo ideal sería que la relación entre la potencia total de cada campo y la potencia del inversor guarde una relación que se encuentre dentro del rango [1-1.5]. Si se emplea la relación de 1.5 se puede deducir que la potencia del inversor a seleccionar debería de ser de unos 998kW. Por todo lo anterior el inversor seleccionado es el PVS800-57-1000kW-C de la marca ABB. A continuación, se muestran algunas de sus características técnicas más relevantes a considerar para continuar con el dimensionamiento de la planta fotovoltaica flotante.

No. de Modelo	PVS800-57-1000KW-C
Datos de entrada DC	
Tension maxima	1100 V
Maxima corriente DC	1710 A
Rango de Tension MPP(T)	600~850 V
Entrada DC	20
Datos de salida AC	
Potencia Maxima AC	1200 kW
Potencia nominal AC	1000 kW
Tension nominal de red AC	400 V
Maxima corriente AC	1445 A
Frecuencia	50, 60 Hz

Ilustración 73: Características técnicas del inversor seleccionado. Fuente: (EnfSolar, 2021)

Como se puede apreciar la potencia nominal del inversor seleccionado es de 1000kW ya que es muy difícil encontrar exactamente un inversor de 998kW, se podría encargar y lo fabrican expresamente pero evidentemente el coste es mucho más elevado que si se selecciona en este caso algunos de los inversores que la casa ABB tiene normalizados.

4.7.4 CONFIGURACIÓN DE LAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Es de suma importancia realizar un análisis acerca de cuantos paneles fotovoltaicos se pueden conectar en serie. Para conocer el número exacto que se pueden conectar en serie, hay que cumplir algunas restricciones de tal forma que no se dañe el inversor anteriormente seleccionado. Algunas de las características más relevantes que están directamente relacionadas con el número de paneles a conectar son: la corriente máxima a soportar por el inversor y las tensiones de funcionamiento para el punto de operación en el que la potencia es máxima. En la siguiente tabla se muestran todas las características que van a influir en los cálculos realizados.

<i>Características del inversor</i>
Potencia máxima
Intensidad de entrada
Intensidad de cortocircuito
Tensión mínima de funcionamiento
Tensión máxima de funcionamiento
Tensión máxima admisible

Ilustración 74: Algunas características técnicas del inversor. Fuente: Elaboración propia.

$$V_{oc(Tmin,Tmax)} = V_{oc} \cdot (1 + \beta \cdot (T_{min,max} - T_{STC}))$$

Ecuación 6: Tensión máxima y mínima de funcionamiento.

$$I_{sc(Tmax)} = I_{sc} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{max} - T_{STC}))$$

Ecuación 7: Intensidad de entrada máxima-Intensidad de cortocircuito.

$$P_{PMP(Tmin)} = P_{PMP} \cdot (1 + \gamma \cdot (T_{min} - T_{STC}))$$

Ecuación 8: Potencia máxima.

$V_{oc(T_{min}, T_{máx})}$: Tensión máxima y mínima a temperaturas máxima y mínima en V.

V_{oc} : Tensión de funcionamiento del panel fotovoltaico en V.

$T_{min, máx}$: Temperaturas máximas y mínimas de funcionamiento en grados centígrados.

T_{STC} : Temperatura ambiente de ensayo considerada a 25°.

β : Coeficiente de temperatura asociado a la tensión en %.

α : Coeficiente de temperatura asociado a la intensidad en %.

γ : Coeficiente de temperatura asociado a la potencia en %.

$I_{sc(T_{máx})}$: Corriente de cortocircuito del panel a temperatura máxima en A.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel en A.

$P_{PMP(T_{min})}$: Potencia máxima soportada a la temperatura mínima en W.

P_{PMP} : Potencia máxima del panel en W.

Con el propósito de realizar cálculos más exactos se va a emplear una hoja excel en la que simplemente introduciendo los siguientes datos y realizando los cálculos correspondientes, se proporcionará la información acerca del número máximo/mínimo de paneles a conectar en formato serie de cara a conocer tanto el número máximo de paneles que se pueden conectar por cada string así como el número máximo de strings que se tendrán, de tal forma que se cumplan los criterios eléctricos de la ficha técnica del inversor.

Los datos de entrada son los siguientes:

MÓDULO FV		INVERSOR	
Modelo:	A-320P	Modelo:	PVS800-57-1000kW-C
P_{max}	320 W	P_{nom}	1000000 W
V_{mp}	37,61 V	P_{max}	1200000 W
I_{mp}	8,51 A	V_{mp} (min)	600,0 V
V_{oc}	46,49 V	V_{mp} (max)	850,0 V
I_{sc}	8,93 A	V_{min}	600,0 V
T coef (P_{mp})	-0,43 %/°C	V_{max}	850,0 V
T coef (V_{oc})	-0,32 %/°C	I_{max adm}	1710 A
T coef (I_{sc})	0,04 %/°C	I_{cc max adm}	2000 A

Tabla 21: Información de las características técnicas del módulo fotovoltaico y del inversor. Fuente:

Elaboración propia.

Tabla 21 como se puede observar se muestran todos los datos de entrada a introducir para realizar todos los cálculos necesarios.

También es necesario proporcionar el rango de temperaturas del inversor, es decir la temperatura mínima y máxima del ambiente. Se muestran en la Tabla 22.

TEMPERATURA	
T^a_{min}	-15 °C
T^a_{max}	55 °C

Tabla 22: Rango de la temperatura ambiente permitida por el inversor. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos mediante la Tabla 23.

CRITERIOS DE COMPROBACIÓN DE LOS PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL INVERSOR

- Intensidad de entrada	I (max)	Nº max series en paralelo
	8,61	225
- Intensidad de cortocircuito	Isc (max)	Nº max series en paralelo
	9,04	225
- Tensión mínima de funcionamiento	Vmp (min)	Nº min paneles serie
	34,00	17,65
- Tensión máxima de funcionamiento	Vmp (max)	Nº max paneles serie
	42,42	20,04
- Tensión máxima soportada	Voc (max)	Nº max paneles serie
	52,44	22,07

Tabla 23: Resultados obtenidos. Fuente: (Helioesfera, Helioesfera, 2022)

Analizando los resultados obtenidos se puede observar como el número máximo de paneles a conectar en serie por cada string deberá de ser siempre inferior a 22 paneles de tal forma que no se supere la tensión máxima soportada por el inversor seleccionado. Sin embargo, si se quiere garantizar que en condiciones de operación normal se supere la tensión mínima de funcionamiento del inversor, se tendrá que al menos colocar 18 paneles en serie. También hay que garantizar que nunca se supere la tensión máxima de funcionamiento por lo que si se quiere cumplir esta condición se restringe el número de células a conectar en serie a 20. Por todo lo anterior, para cumplir con todas las restricciones de tal forma que no se dañe el inversor, el número de paneles a colocar en serie podría ser un número comprendido entre 18 y 20.

En cuanto el número de strings se observa en la Tabla 23, que se pueden empalar alrededor de 225 strings. Es importante tener en consideración que el número de strings máximo que permite el inversor a su entrada es 20.

Evidentemente no se pueden conectar los 225 strings directamente al inversor por lo que será necesario emplear algún dispositivo que permita combinar y agrupar el número de strings de tal forma que sea menor a 20.

Actualmente, existen numerosos dispositivos que permiten agrupar cadenas de strings de tal forma que se puede realizar el conexionado en DC a la entrada del inversor sin ningún tipo de inconveniente. El combinador de string seleccionado es el DC-CMB-U10-24 que permite combinar 24 strings en uno, de tal forma que, si se tiene un número total de 225 strings, al inversor entrarán 9 strings de tal forma que se respeta el número máximo de entradas (inputs) en DC que era de 20 strings. Por todo lo anterior, el número de paneles a conectar en serie por cada string será de 20 paneles y habrá un total de 225 strings de tal forma que el número de paneles conectados a uno de los inversores será de 4500. Como se tienen dos inversores, el número de paneles total será de 9000 que evidentemente concuerda con el cálculo que relaciona la potencia instalada de la planta y la potencia pico de cada panel (320kWp).

A continuación, mediante la Ilustración 75 se muestran algunas de las características técnicas del combinador de strings DC-CMB-U10-24.

Technical Data	DC-CMB-U10-16	DC-CMB-U10-24	DC-CMB-U10-32
Input (DC)			
Rated voltage	1000 V	1000 V	1000 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	13.75 A	12.5 A	12.5 A
Fuse type*	10.3 x 38 - 1000 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
Output (DC)			
Rated current	220 A	300 A	360 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	250 A / 1000 V	400 A / 1000 V	400 A / 1000 V
Surge arrester	Type 2, In = 15 kA; Imax = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm ² to 400 mm ²		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
Enclosure / Ambient Parameters			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	24.2 kg (53.5 lb)	27.4 kg (60.5 lb)	34 kg (75 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
Standards			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			

Ilustración 75: Características técnicas del combinador de strings seleccionado. Fuente: (SMA, s.f.)

4.7.5 PÉRDIDAS GENERALES

Es de suma importancia realizar un análisis de las diferentes pérdidas que pueden existir a la hora de emplazar una planta fotovoltaica flotante con el propósito de corroborar si el sobredimensionado que se ha realizado en cuanto a la potencia instalada se refiere, permite abastecer al consumo aún viéndose afectado por dichas pérdidas y sin necesidad de comprar energía a la red.

Uno de los requisitos que se estableció en el dimensionado de la potencia fue que fuera suficiente como para poder abastecer al consumo hasta en el peor caso, siendo éste, el día en el que la irradiación solar disponible no era máxima pero la energía demandada sí. El problema es que en primera instancia no se tomaron en cuenta las posibles pérdidas que podría tener la planta de generación y por ello en este apartado se procede a realizar un análisis de estas para así comprobar que no son significativas comparadas con la potencia total instalada.

A continuación, mediante la Tabla 24 se muestran las principales pérdidas a las que se encuentra sometida la planta fotovoltaica a diseñar:

<i>Principales pérdidas en la instalación</i>
Pérdidas por sombras
Pérdidas por temperatura
Pérdidas en el cableado
Pérdidas en el inversor
Pérdidas por polvo

Tabla 24: Principales pérdidas en la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Como se ha reseñado anteriormente es de suma importancia realizar un análisis de estas pérdidas y así poder estimar el rendimiento de toda la instalación teniendo en consideración todas ellas. Cabe mencionar que se trata de un diseño teórico y que algunos de los cálculos que se van a realizar a continuación pueden presentar pequeñas oscilaciones respecto a su valor real, es decir los resultados presentarán una mínima incertidumbre.

4.7.6 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

En cuanto a las pérdidas producidas por sombras, es importante resaltar que, si no se ha realizado un cálculo correcto de la distancia mínima entre paneles, las células podrían llegar a sombreadarse unas a otras haciendo que la generación no sea la máxima y que el rendimiento de toda la instalación se vea afectado negativamente. Como se ha calculado anteriormente tanto de forma teórica como con una calculadora solar de mayor precisión, la distancia que debe de existir entre paneles fotovoltaicos es de 845mm.

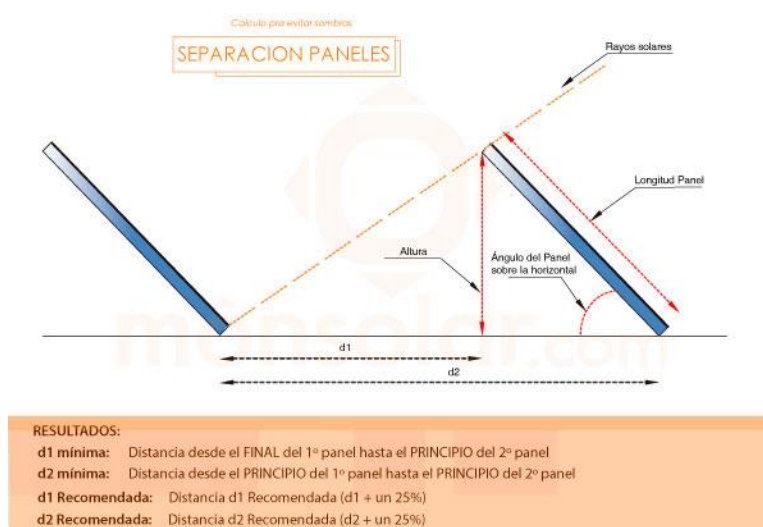


Ilustración 76: Distancia mínima entre paneles. Fuente: (MonSolar, 2022)

Como se puede observar en la Ilustración 76 la distancia que debe ser de 845mm es la correspondiente a “ $d1_recomendada$ ”, es decir la distancia que debe de guardar el final de un panel con el principio del otro a la que se le añade un margen de seguridad para garantizar que no se producen sombras.

Es evidente que no hay ningún otro elemento en la instalación que pueda producir sombras en los generadores que no sean las propias células. Por todo lo anterior se puede confirmar que las pérdidas producidas por sombreamiento entre células son del 0% o lo que es equivalente, el factor de rendimiento asociado a dichas pérdidas es del 100%.

4.7.7 PÉRDIDAS PRODUCIDAS POR POLVO

Otro tipo de pérdidas a considerar son las pérdidas producidas por el polvo almacenado en la superficie de los generadores. Evidentemente, si la superficie de los paneles policristalinos tienen virutas de polvo ello impedirá que las células tengan máxima eficiencia. Es importante resaltar que este tipo de pérdidas pueden llegar a ser muy perjudiciales para la planta si no se evitan ya que afecta de forma directa a la generación de energía eléctrica.

Hay varias formas de poder evitar que la suciedad quede impregnada en la superficie de los paneles, la primera de ellas es que se haga un correcto y recurrente mantenimiento en cuanto a limpieza se refiere, ello implicaría que los operarios se tengan que desplazar hasta la planta y realizar dicha labor. Sin embargo, hay nuevos métodos a través de los cuales se puede llevar a cabo dicha limpieza de una forma más automatizada sin necesidad de que los trabajadores tengan que realizar dichas labores.



Ilustración 77: Robot encargado de limpiar polvo acumulado en las células. Fuente: (Renovables, 2021)

Como se puede observar en la Ilustración 77, los paneles fotovoltaicos pueden ser limpiados por robots automáticos que se encargan de recorrer todas las placas dejándolas libres de impurezas. Este método es muy efectivo, el principal inconveniente es que el coste que acarrea la compra de varios de estos equipos es inadmisibles si se quiere minimizar los costes de toda la instalación. El precio estándar de este tipo de robots se encuentra entre los 10.000 y 35.000 euros. Si se requiere un número aproximado de 200 unidades a un coste medio de 12.500 euros, todo ello supondrá un desembolso de unos 2.500.000 euros lo cual es inadmisibles. Por todo ello, esta opción no será la seleccionada para limpiar los paneles.

También existen otras opciones que permite garantizar dicha limpieza y que no incrementan los costes de la instalación tanto como si se seleccionase el robot automático de limpieza.



Ilustración 78: Aspersor encargado de limpiar la superficie de los generadores. Fuente: (NaanDanJain, 2022)

El elemento que se puede observar en la Ilustración 78, se denomina “Spark” y básicamente es un aspersor que permite rociar con agua o productos de limpieza no corrosivos todos los paneles y dejarlos libres de impurezas. Se trata de otra alternativa que permite evitar la acumulación de suciedad y mucho más económica que la anterior. El precio de cada unidad se encuentra alrededor de los 3 euros. Se estima que al tener un total de 9.000 paneles fotovoltaicos se requerirán aproximadamente unas 3.000 unidades (cada rociador es capaz de limpiar hasta tres generadores) lo cual supone un desembolso total de 9.000 euros.

Evidentemente si se compara el desembolso a realizar con el del robot automático es mucho menor, por lo que se ha decidido que la limpieza de los paneles se va a llevar a cabo con las 3.000 unidades de rociadores “Spark”.

Suponiendo que la limpieza se realiza de forma progresiva y recurrente, las pérdidas producidas por estas impurezas pueden considerarse nulas.

4.7.8 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Otro tipo de pérdidas que hay que tener en consideración son las producidas por el efecto de la temperatura. Para ello es de suma importancia conocer la temperatura media mensual que hay en la zona del emplazamiento (Embalse de Puente Nuevo). A continuación, mediante la Tabla 25 se muestra un gráfico obtenido mediante PVGIS que proporciona la temperatura media mensual en las coordenadas en las que se va a emplazar la planta de generación.

<i>Año</i>	<i>Mes</i>	<i>Temperatura</i>
2020	Enero	8.5°C
2020	Febrero	12.3°C
2020	Marzo	12.4°C
2020	Abril	13.7°C
2020	Mayo	20°C
2020	Junio	23.5°C
2020	Julio	29.9°C
2020	Agosto	27°C
2020	Septiembre	22.4°C
2020	Octubre	16.2°C
2020	Noviembre	10°C
2020	Diciembre	8.1°C

Tabla 25: Temperatura media en el Embalse de Puente Nuevo. Fuente: Elaboración propia.

Una vez se dispone de la temperatura media mensual en la zona del emplazamiento se procede a calcular la temperatura media de cada panel para lo cual se va a emplear la siguiente fórmula:

$$T_m = Temp_{media} + \frac{T_{op} - 20}{800} \cdot I$$

Ecuación 9: Fórmula para calcular la temperatura media de los paneles.

T_m : Temperatura media del panel en °C.

$Temp_{media}$: Temperatura media mensual en el emplazamiento en °C.

T_{op} : Temperatura normal de operación del panel en °C.

I : Irradiación solar mensual en el emplazamiento en W/m^2 .

Con el objetivo de simplificar los cálculos y no discernir entre las distintas cantidades de irradiación solar que se tiene en la zona del emplazamiento se ha supuesto una irradiación solar media y constante de aproximadamente $1.600W/m^2$. El otro dato a emplear es la temperatura normal de operación del panel, que acudiendo al ANEXO del panel empleado puede verificarse como dicha temperatura de funcionamiento se encuentra entre los 30°C y los 40°C. Para realizar los cálculos se ha empleado el valor de 35°C.

Temperatura media del panel °C
38,50
42,30
42,40
43,70
50,00
53,50
59,90
57,00
52,40
46,20
40,00
38,10

Tabla 26: Temperatura media del panel. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 26 se presentan los resultados obtenidos tras la aplicación de la Ecuación 9. Una vez calculada la temperatura media de los paneles se debe calcular el rendimiento asociado al efecto de la temperatura. Para ello se procede a emplear la siguiente fórmula:

$$R = 100 + C_T \cdot (T_m - 25)$$

Ecuación 10: Cálculo del rendimiento asociado al efecto temperatura.

T_m : Temperatura media de cada panel en °C.

C_T : Parámetro térmico relacionado con las pérdidas a $p_{nominal}$ en %/°C.

El parámetro térmico asociado a las pérdidas de los paneles a potencia nominal de ha extraído del ANEXO del panel seleccionado, en este caso es de un valor de $-0.43\%/^{\circ}\text{C}$. Empleando la Ecuación 10 se obtienen los siguientes resultados:

<i>Mes</i>	<i>Rendimiento %</i>
Enero	94,195
Febrero	92,561
Marzo	92,518
Abril	91,959
Mayo	89,25
Junio	87,745
Julio	84,993
Agosto	86,24
Septiembre	88,218
Octubre	90,884
Noviembre	93,55
Diciembre	94,367

Tabla 27: Rendimiento mensual de los paneles considerando pérdidas producidas por efecto de la temperatura. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 27, el rendimiento de los paneles depende de la temperatura media de cada panel, asimismo, la temperatura media de cada panel dependerá de la temperatura media mensual en la zona del emplazamiento. De los resultados obtenidos se extrae la conclusión de que, a mayor temperatura mensual, mayor será la temperatura media del panel y peor será el rendimiento que desempeñará. Es por ello por lo que antes de emplazar este tipo de plantas se ha de realizar tanto un estudio de la irradiación solar así como de la temperatura media mensual de tal forma que el calor no afecte en demasía al desempeño de los generadores fotovoltaicos.

La temperatura de operación óptima de los paneles fotovoltaicos se encuentra entre los 20°C y 25°C y aún así seguirían presentando pérdidas. Por todo lo anterior, no se puede garantizar que el rendimiento de las células una vez consideradas las pérdidas ocasionadas por el efecto de la temperatura sean nulas, sino que dependen del mes como se ha analizado anteriormente.

4.7.9 PÉRDIDAS EN EL CABLEADO

Evidentemente todos los paneles fotovoltaicos irán conectados con cables DC tanto a una caja combinadora de strings como al propio inversor de la instalación y dichos cables presentan una resistencia eléctrica que puede variar en función de algunos factores. Algunos de los factores que hacen que la resistencia eléctrica de los conductores varíe son los siguientes:

Mala calidad del cable: si los conductores de la instalación no tienen una calidad adecuada, el cable presentará una mayor resistencia eléctrica lo que se traduce en mayores pérdidas de energía.

Mala conexión: cuidar la conexión de los conductores al resto de la aparamenta es fundamental puesto que, si los cables no se encuentran correctamente instalados, en cada punto de conexión se tendrá una resistencia más elevada de lo que se debería con lo que las pérdidas también serán mayores.

Sección del conductor: si la sección del conductor para transportar la corriente requerida es menor de lo que debería ser, la resistencia eléctrica del cable aumentará y de la mano de ella, también lo harán las pérdidas.

Distancia: evidentemente, la resistencia que presentará un conductor depende de la longitud de este. Cuanta mayor sea la longitud que tenga que cubrir el cable mayor será la resistencia del mismo. Ello es debido a que, en el cálculo de la resistencia de un cable, intervienen como factores la resistividad del material, la longitud y la sección, siendo la resistividad y la longitud directamente proporcionales mientras que la sección es inversamente proporcional a las dos anteriores de tal forma que a mayor longitud mayor resistencia mientras que a mayor sección menor resistencia presenta.

Se estima que aproximadamente las pérdidas producidas por la resistencia eléctrica de los conductores son del 2% (rendimiento de los conductores asociado del 98%).

4.7.10 PÉRDIDAS EN EL INVERSOR

El inversor de la instalación también presentará unas determinadas pérdidas, sin embargo, el inversor seleccionado es de alto rendimiento y solamente tiene unas pérdidas asociadas del 1.2% (rendimiento del 98.8%).

4.7.11 RATIO PERFORMANCE

Una vez consideradas todas las pérdidas anteriores se puede calcular el verdadero valor del “Ratio Performance de la instalación”. A priori se le otorgó un valor de 0.75 pero una vez conocidas todas las pérdidas se puede calcular su valor exacto de la siguiente forma:

$$P_R = N_{inversor} \cdot N_{temperatura} \cdot N_{cables} \cdot N_{suciedad}$$

Ecuación 11: Cálculo del factor de rendimiento de la instalación.

$N_{inversor}$: Rendimiento del inversor en %.

$N_{temperatura}$: Rendimiento de las células en %.

N_{cables} : Rendimiento asociado a los conductores en %.

$N_{suciedad}$: Pérdidas producidas por suciedad en %.

$N_{sombras}$: Pérdidas por sombras en %.

$$N_{inversor} = 98.8\%$$

$$N_{cables} = 98\%$$

$$N_{suciedad} = 100\%$$

En cuanto al rendimiento de las células, éste depende del mes del año ya que no es constante por lo que el factor de rendimiento de toda la instalación variará igualmente de forma mensual.

A continuación, mediante la Tabla 28 se muestran los resultados obtenidos en cuanto al rendimiento global de la instalación se refiere incluyendo las pérdidas variables asociadas por el efecto de la temperatura.

Mes	Inversor %	Cableado %	Suciedad Sombras%	Temperatura %	Ratio performance %
Enero	98,8	98	100	94,20	91,203
Febrero	98,8	98	100	92,56	89,621
Marzo	98,8	98	100	92,52	89,580
Abril	98,8	98	100	91,96	89,038
Mayo	98,8	98	100	89,25	86,415
Junio	98,8	98	100	87,75	84,958
Julio	98,8	98	100	84,99	82,294
Agosto	98,8	98	100	86,24	83,501
Septiembre	98,8	98	100	88,22	85,416
Octubre	98,8	98	100	90,88	87,998
Noviembre	98,8	98	100	93,55	90,579
Diciembre	98,8	98	100	94,37	91,370

Tabla 28: Factor de rendimiento final de toda la instalación. Fuente: Elaboración propia.

A modo de resumen, las pérdidas más significativas de toda la instalación son las producidas por el efecto de la temperatura. Como se ha analizado anteriormente, las pérdidas por el efecto de la temperatura dependen tanto de la temperatura media del lugar del emplazamiento, la temperatura media del panel, la irradiación solar disponible, el coeficiente térmico característico del panel y la temperatura normal de operación del generador fotovoltaico. Como se puede analizar a través de la Ecuación 10, cuanto mayor sea la temperatura media del panel más pérdidas se tendrán, es por ello por lo que a la hora de emplazar este tipo de plantas se busca un compromiso entre irradiación solar disponible y temperatura ya que temperaturas demasiado elevadas pueden hacer que el rendimiento de los paneles se vea afectado muy negativamente.

4.7.12 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

El estudio de los sistemas de protección queda fuera del alcance del presente proyecto, sin embargo, se va a realizar un resumen de las principales protecciones que se deben de implantar en la instalación.

Como toda instalación eléctrica, es esencial que toda la planta de generación fotovoltaica se encuentre protegida por sistemas de protección rápidos y selectivos para que ante cualquier tipo de falta interna o externa se pueda permitir el aislamiento de esta de tal forma que no se ponga en riesgo ni los equipos ni los operarios encargados de realizar el mantenimiento.

Los principales fenómenos que las plantas fotovoltaicas tienen que ser capaces de soportar son los siguientes:

<i>Protecciones contra:</i>
Sobrecalentamientos
Cortocircuitos
Contactos directos
Contactos indirectos
Sobreintensidades
Sobretensiones

Tabla 29: Protecciones principales que debe de tener una instalación fotovoltaica convencional. Fuente: Elaboración propia.

Todos los elementos que ya se han integrado en la planta (inversores, generadores fotovoltaicos y combinadores de strings) ya presentan un aislamiento suficiente como para poder aislar los contactos directos e indirectos, pero faltan añadir los elementos necesarios que protejan la instalación frente a sobrecalentamientos, cortocircuitos, sobreintensidades y sobretensiones. Hay muchos fabricantes que proporcionan este tipo de elementos, sin embargo, se tiene que buscar un compromiso entre seguridad, obediencia y coste, de tal forma que el coste de dichas protecciones no incremente demasiado el desembolso total de toda la instalación.

La planta de generación también tendrá que disponer de una red de tierras con el objetivo de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan tener alguna de las masas metálicas de cualquiera de los diferentes elementos que conforman la instalación. El diseño de la red de puesta a tierra se realizará en apartados posteriores.

A modo de resumen, en cualquier instalación de generación de energía eléctrica se deben de emplear protecciones contra: sobretensiones, cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, inversiones de polaridad y fallos de tierra. De esta forma se garantiza la seguridad tanto de los equipos que conforman la instalación como de los operarios encargados de las labores de mantenimiento y supervisión.

4.7.13 RED DE PUESTA A TIERRA

En el cálculo de la puesta a tierra se requiere tener un análisis de la resistividad que presenta el terreno, sin embargo, al no disponer del mismo, algunos de los cálculos que se realizan a continuación se basan en premisas tomadas como hipótesis.

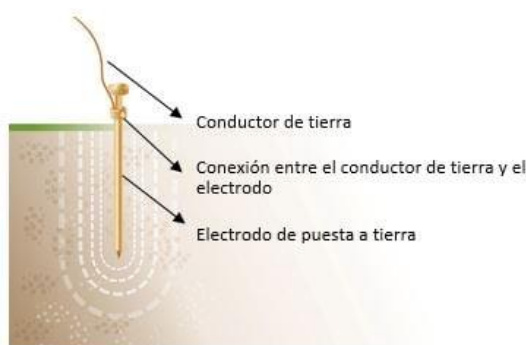


Ilustración 79: Pica de puesta a tierra. Fuente: (Elvatron, 2022)

Uno de los principales elementos de la red de puesta a tierra es la pica de tierra, se trata de un elemento que va enterrado a través del cual se deriva la corriente a tierra ante cualquier tipo de falta que pueda surgir en la instalación de tal forma que se garantice la seguridad de los equipos.

En la instalación se van a emplear picas de 2.5 metros de longitud y un diámetro de 15mm. Para ser conocedor del número de picas que se tienen que emplear, se ha de tener en consideración la sensibilidad del diferencial que se vaya a conectar en el cuadro eléctrico de la instalación (típicamente de 450mA) así como el límite de la máxima tensión de contacto permitida. Cuando una persona toca directamente un elemento metálico puesto a tierra que se encuentra energizado debido a algún tipo de falta, se puede definir lo que se denomina tensión de contacto. La tensión de contacto es la diferencia de potencial que existe entre los pies de la persona y la masa metálica.

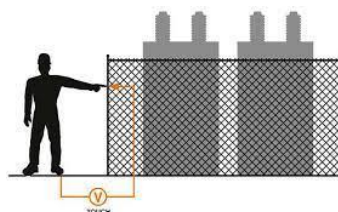


Ilustración 80: Tensión de contacto. Fuente: (AEMC, s.f.)

La máxima tensión de contacto permitida es de 50V, sin embargo, se va a aplicar un factor de seguridad para que dicha tensión sea menor. El factor empleado es de 1.9 de tal forma que la tensión máxima de contacto será de 26V aproximadamente. Una vez se dispone tanto de la sensibilidad de corriente del diferencial y de la máxima tensión de contacto, se puede calcular la máxima resistencia equivalente de puesta a tierra.

$$R < \frac{U_{\text{contacto máxima}}}{S_{\text{diferencial}}}$$

Ecuación 12: Cálculo de la resistencia de puesta a tierra de la instalación.

$U_{\text{contacto máxima}}$: Tensión máxima de contacto en V.

$S_{\text{diferencial}}$: Sensibilidad del diferencial en A.

R: Resistencia de puesta a tierra en Ω .

Empleando la Ecuación 12 se obtiene que la resistencia de puesta a tierra de la instalación deberá de ser menor de 58.47 Ω .

También se requiere realizar el cálculo exacto de la resistencia de tierra que en su mayor medida dependerá tanto de la resistividad del terreno como de la longitud de la pica.

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

Ecuación 13: Resistencia de tierra.

ρ : Resistividad del terreno en $\Omega \cdot \text{m}$.

L: Longitud de la pica en m.

Teniendo en cuenta que se ha seleccionado una resistividad del terreno media de 700 $\Omega \cdot \text{m}$ y que la longitud de cada pica es de 2.5m, se obtiene un valor de resistencia de 280 Ω .

Para poder cumplir con la restricción de que la resistencia de puesta a tierra debe de ser menor a 58.47Ω /pica se van a emplear 6 picas de puesta a tierra que además se conectarán en paralelo de tal forma que la resistencia equivalente tomará un valor aproximado de 46.6Ω que se encuentra por debajo de la máxima resistencia equivalente permitida por pica.

A modo de resumen en cuanto a la puesta a tierra de la instalación, se van a emplear 6 picas de cobre de 2.5 metros de longitud y un diámetro de 15mm. Se conectarán en paralelo de tal forma que la resistencia equivalente de cada una de ellas (46.6Ω) se encuentre por debajo de la máxima resistencia equivalente permitida 58.47Ω .

Para cumplir con la normativa establecida en el Reglamento de Baja Tensión, las picas deberán de enterrarse una cantidad mínima de 50cm y salvando una distancia entre ellas de al menos 4 metros.

Un esquema simplificado de cómo quedaría la malla metálica de puesta a tierra sobre el terreno es el que se muestra en la Ilustración 81.

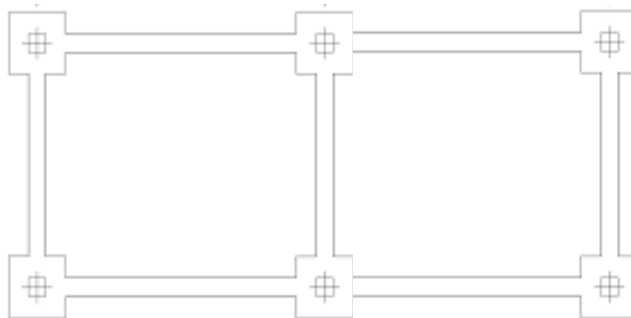


Ilustración 81: Esquema de la red de puesta a tierra de 6 picas en paralelo. Fuente: Elaboración propia.

4.8 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

En este apartado se va a realizar una estimación económica del proyecto con el objetivo de intentar conocer a priori el desembolso inicial que conllevaría tanto la instalación como la puesta en marcha de la planta de generación fotovoltaica flotante. A continuación, se muestra mediante la Tabla 30 por un lado la descripción de los principales elementos que conforman la planta fotovoltaica y por otro, la cantidad a comprar, el precio unitario de cada elemento y el coste final que supondría.

<i>Descripción</i>	<i>Unidades</i>	<i>Precio Unitario</i>	<i>Total (€)</i>
Módulos fotovoltaicos	9.000	180	1.620.000
Inversores	2	47.000	94.000
Accesorios sujetadores	36.000	3.75	135.000
Cableado	10.500	10	105.000
Caja de conexiones	2	1000	2.000
Sistema de monotorización	4	1500	6.000
Piranómetro (medición)	4	300	1.200
Uniones elásticas	20.000	0.25	5.000
Protección cortocircuitos	2	367.1	734.2
Amarre	4	500	2.000
Protección sobretensiones	2	68.9	137.8
Tensores	2.000	7	14.000
Sistema de flotación	9.000	27.25	245.250
Autoválvulas	2	23.67	47.34
TOTAL			2.230.369,34

Tabla 30: Principales costes de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Analizando la Tabla 30, se puede observar de forma desglosada el precio unitario de cada elemento, evidentemente el elemento más costoso de toda la instalación es el inversor puesto que se requiere uno de gran potencia debido al tamaño de la planta. En este proyecto se han seleccionado 2 inversores de tal forma que la mitad de la planta está conectada a uno y la otra mitad al otro. De esta forma se divide la potencia generada de forma equitativa. Se ha decidido emplear dos de estos elementos porque todos los inversores disponibles para este tipo de plantas no tenían la suficiente capacidad como para soportar toda la generación de la planta debido a su gran envergadura.

Una vez analizados los costes de los principales elementos de la planta, es de suma importancia contabilizar el coste que supondría la compra de los seguros necesarios que se requieren a la hora de poner en marcha cualquier tipo de planta de generación de energía eléctrica. A continuación, mediante la Tabla 31 se muestran los seguros considerados.

<i>Seguro de</i>	<i>Total (€)</i>
Instalaciones	11.151,84
Responsabilidad	2.230,36
Interrupción de negocios	4.460,73
Falta de luz solar	1.115,18
Préstamos	2.007,33
Construcción	1.115,18
Transporte	1.338,22
TOTAL	23.418,84

Tabla 31: Coste de los seguros de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la Tabla 31 el coste del seguro asociado a las instalaciones es el que tiene un mayor valor, ello es debido principalmente al tamaño de la planta.

En cuanto al coste asociado al resto de seguros, se ha supuesto que el coste asociado al seguro de responsabilidad civil se estima en un 0.5% del coste principal de la instalación, el coste asociado al seguro de interrumpibilidad se estima es un 0.2% del total, el coste asociado al seguro en caso de falta de luz solar se estima en un 0.05% del total (al igual que el seguro de construcción), el coste asociado al seguro en caso de solicitar un préstamo al banco se estima en un 0.09% del total y por último el coste asociado al seguro del transporte se ha estimado en un 0.06% del total.

Una vez considerados todos los costes asociados a seguros y sumándolos con el coste de los principales elementos de la instalación se obtiene que el total de la inversión inicial a realizar es de 2.253.788€.

Cabe mencionar que, si se quisiera abaratar el desembolso inicial, la única forma que permite que el ahorro sea considerable es seleccionando unos paneles con un menor rendimiento y eficiencia. En vez de seleccionar el panel A-320P de Atersa, si se seleccionase un panel policristalino de la marca HOMMIEE con un precio unitario de 75€ el desembolso inicial en vez de ser de 2.253.788€ sería de unos 1.285.369€, es decir se estaría generando un ahorro de unos 968.419€. El único inconveniente es que estos generadores no tienen evidentemente las mismas cualidades en cuanto a rendimiento y eficiencia se refiere que el seleccionado anteriormente.

Algunas de las características técnicas más importantes del nuevo panel son las que se muestran a continuación.

Marca:	HOMMIEE	Número de Modelo:	140W POLY
Lugar del origen:	Jiangsu, China	Tamaño de celda:	210mm x 210mm
Tipo:	PERC, La mitad de la celda, Bifacial, De doble vidrio, ...	Talla:	1400x670x25mm
Panel de la eficiencia:	20%	Certificado:	CE RoHS
		Garantía:	20 años, 20 años
Potencia nominal (W):	140W	Número de células:	36
Imp:	7.86A	Vmp:	17,8 V
Isc:	8.43A	COV:	22,1 V
Peso:	9,73 KG	Tamaño:	1400x670x30mm
		Aplicación:	Solar poder Sistema Solar sistema de casa

Ilustración 82: Características principales del panel HOMMIEE. Fuente: HOMMIEE

Cabe mencionar que para poder afrontar la inversión inicial que requiere este proyecto es importante tener en consideración las alternativas que existen. La primera de ellas sería afrontar el 100% del coste, lo cual puede resultar inviable, pero sí existe la posibilidad de poder afrontar el 35% del coste total y el otro 65% restante solicitarlo como préstamo bancario. Es importante analizar qué sector es el que más favorecido se va a ver una vez instalada toda la planta. Como cabía de esperar, será toda la comunidad de regantes de Córdoba quienes más favorecidos se van a ver, en particular los regantes propietarios del sistema de bombeo a alimentar, es por esto por lo que se pueden recibir ayudas de a quienes más les interesa el desarrollo de este tipo de proyectos. Una posible forma de poder afrontar el pago de la inversión inicial sería afrontar el 40% con recursos propios, solicitar a modo de préstamo el 50% y dejar el 10% restante a la comunidad de regantes de Córdoba.

4.9 IMPACTO MEDIOAMBIENTAL

Las placas solares flotantes son un tipo de tecnología que al encontrarse en contacto directo con el agua hacen que se deban tener en consideración algunos aspectos importantes relacionados con la fauna y la flora.

En primer lugar, la instalación de placas solares flotantes puede tener un impacto negativo sobre el embalse, la calidad del agua dependiendo del tipo de material de la estructura flotante puede verse más o menos afectada. Es más, si el agua embalsada es destinada al consumo humano y el material del pontón (flotador) es de mala calidad de tal forma que desprenda virutas de material a medida que van pasando los años, el coste de potabilización del agua será mayor ya que en las ETAP (Estaciones de Tratamiento de Agua Potable) se tendrán que implantar más procesos tanto físicos como químicos a través de los cuales se pueda conseguir que los niveles tanto de nutrientes, fósforo, nitrógeno, DBO (Demanda Biológica de Oxígeno) y DQO (Demanda Química de Oxígeno) se encuentren dentro de los intervalos establecidos. Este fenómeno se puede evitar si se emplea un sistema de flotación fabricado en polietileno con una rígida estructura de tal forma que no se liberen partículas tóxicas al agua del embalse.

El sistema de flotación empleado es el de Hydrelío, fabricado mediante un polietileno de alta densidad que aparte de no ser corrosivo ni tóxico tiene una larga vida útil por lo que no se contaminaría el agua en demasía como sucedería con un sistema de flotación fabricado en materiales de mala calidad.

Otro aspecto que se debe tener en consideración es que, al posicionar alrededor de 9.000 paneles fotovoltaicos sobre una gran masa de agua, se está perjudicando la posible proliferación de plantas con capacidad biorremediadora en aguas contaminadas. Plantas tales como *Lemna minor*, son las encargadas de acumular metales pesados como el mercurio provocando la eliminación de éste en el agua. De esta forma las potabilizadoras requerirán de un menor número de fases de descontaminación con lo que el coste final de potabilización del agua se vería reducido.

Es importante reflexionar acerca de las interacciones que puede llegar a tener la fauna del Embalse de Puente Nuevo con la planta de generación, en particular con los generadores fotovoltaicos. Uno de los mayores problemas que tiene este tipo de plantas de generación de energía eléctrica es que las aves del entorno rural se suelen posicionar sobre las mismas tanto para alimentarse de peces, beber el agua embalsada y realizar deposiciones.



Ilustración 83: Deposiciones de aves sobre los generadores. Fuente: (Energético, 2021)

El problema como se puede observar en la Ilustración 83 es que las deposiciones de las aves se van acumulando sobre la superficie de las células y si no se tiene una limpieza constante no se captará la máxima irradiación posible con la pérdida de energía que ello conlleva. Para ello ya se ha empleado un sistema monitorizado de limpieza (Spark) que rocía los paneles con agua y se encarga de eliminar cualquier tipo de residuo orgánico que pueda interferir en la generación de energía.

Otro problema que se debe evitar son las posibles anidaciones de las aves características del embalse de Puente Nuevo. Al tener que tirar una línea eléctrica hacia el nudo de conexión para realizar el entroncamiento a la red eléctrica, las aves podrían anidar sobre las torres de media tensión y el continuo posicionamiento de las aves sobre la misma puede provocar que toquen con las alas dos de las tres fases y producir una falta bifásica o

tocar una fase y una masa metálica puesta a tierra y generar una falta monofásica a tierra (aún más severa) en el sistema.



Ilustración 84: Anidaciones de aves sobre línea de media tensión. Fuente: Google photos.

Una de las soluciones más efectivas para evitar anidaciones de especies autóctonas sobre las torres de media tensión, consiste en posicionar en la flora de los alrededores del Embalse de Puente Nuevo cajas nido de tal forma que las aves no tengan la necesidad de buscar sitios donde anidar y hagan uso de estas.



Ilustración 85: Cajas nido para aves. Fuente: (Fundesplai, 2020)

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez finalizado todo el dimensionado de la instalación fotovoltaica, en este apartado se van a analizar los resultados obtenidos del diseñado y se van a resumir los principales componentes que conforman la planta de generación.

A continuación, se presentan algunos de los principales elementos que conforman la planta fotovoltaica mediante la Tabla 32.

<i>Principales elementos</i>	<i>Tipología</i>
Generador fotovoltaico	A-320Pde ATERSA
Sistema de flotación	Hydrelío de Ciel & Terre
Inversor	PVS800-57-1000kW-C de la marca ABB
Combinador de strings	DC-CMB-U10-24 de SMA

Tabla 32: Principales elementos que conforman la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la ubicación del emplazamiento seleccionado, se ha optado por posicionar la planta en el Embalse de Puente Nuevo situado en la provincia de Córdoba. Al principio se optó por el embalse de Iznájar (situado entre las provincias de Córdoba, Granada y Málaga) pero al querer realizar el acoplamiento a la red eléctrica se tenía que tirar una línea eléctrica de más de 6 kilómetros, sin embargo, seleccionando el Embalse de Puente Nuevo, debido a la proximidad entre el nudo de conexión y el embalse, la línea eléctrica a construir no superaba el kilómetro con lo que no incrementaba en demasía el coste total de la inversión inicial.



Ilustración 86: Distancia entre el cuadro eléctrico y el nudo de conexión. Fuente: (Earth, 2023)

En cuanto a la potencia instalada de la planta, se ha calculado que, para poder cubrir la demanda sin necesidad de absorber energía de la red, la instalación deberá de tener una potencia pico de 3000kW. Evidentemente, como ya se ha estudiado, existirá un exceso de energía generada que no podrá ser almacenada debido a que no se han implementado baterías, pero al tener un acople a la red se puede realizar un vertido y obtener un ingreso por la energía vendida. Actualmente, existe mucha controversia por el precio al que se paga el exceso de producción de energía, dicho precio cambia cada hora, pero como media se encuentra entre 0.05€/kWh y 0.06€/kWh.

Evidentemente, se trata de un precio que para un pequeño consumidor puede resultar demasiado bajo, sin embargo, para una planta de generación fotovoltaica de gran potencia instalada como es el caso, en el que la curva de demanda de energía presenta una gran variabilidad, puede suponer ingresos extraordinarios en particular, en aquellos meses menos calurosos en los que se requiera de una menor cantidad de regadío.

Como elemento encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna, se ha optado por el inversor PVS800-57-1000kW-C de la marca ABB. Se ha decidido implementar 2 unidades de tal forma que la planta se encuentre dividida en dos subcampos diferenciados. El principal problema que se ha tenido es que el número de strings a conectar en la entrada del inversor era de 225 y se encontraba muy por encima de número de DC-Inputs (20 en total) que éste permitía, es por ello, por lo que se ha necesitado emplear una caja combinadora de strings por cada inversor instalado. De esta forma se han podido realizar agrupaciones de hasta 24 strings de modo que a la entrada de cada inversor se tengan 9 inputs.

En toda planta de generación de energía eléctrica existen pérdidas y esta no es una excepción. Es importante ser conocedor de dichas pérdidas de tal forma que una vez dimensionada la potencia instalada de la planta se compruebe que no es necesario sobredimensionar la misma con el objetivo de poder abastecer al consumo energéticamente sin necesidad de comprar energía a la red.

Para el análisis de las pérdidas se han estudiado por separados los diferentes fenómenos que las ocasionaban en toda la instalación y se ha llegado a la conclusión de que las principales son aquellas producidas por el efecto de la temperatura, el inversor y el cableado. Para observar como el rendimiento de toda la instalación se veía afectado por dichas pérdidas, se ha calculado lo que se denomina “*Ratio performance*” que básicamente es un factor de rendimiento que muestra el desempeño de la central fotovoltaica una vez consideradas todas las pérdidas que se puedan ocasionar. A continuación, se muestra el rendimiento de la instalación en función del mes ya que las pérdidas producidas por el efecto de la temperatura son variables de forma mensual.

Mes	Inversor %	Cableado %	Suciedad Sombras%	Temperatura %	Ratio performance %
Enero	98,8	98	100	94,20	91,203
Febrero	98,8	98	100	92,56	89,621
Marzo	98,8	98	100	92,52	89,580
Abril	98,8	98	100	91,96	89,038
Mayo	98,8	98	100	89,25	86,415
Junio	98,8	98	100	87,75	84,958
Julio	98,8	98	100	84,99	82,294
Agosto	98,8	98	100	86,24	83,501
Septiembre	98,8	98	100	88,22	85,416
Octubre	98,8	98	100	90,88	87,998
Noviembre	98,8	98	100	93,55	90,579
Diciembre	98,8	98	100	94,37	91,370

Tabla 33: Factor de rendimiento de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede apreciar en la Tabla 33, el factor de rendimiento se ve negativamente afectado en meses como Julio y Agosto, ello es debido a que las pérdidas producidas por el efecto de la temperatura son directamente proporcionales a la temperatura luego cuanto mayor es la temperatura mayores pérdidas. Es evidente que, en estos meses, la planta va a tener un peor desempeño que en aquellos meses más fríos. El mejor desempeño de la planta fotovoltaica se puede encontrar en el mes de Diciembre, mes para el cual el factor de rendimiento de toda la instalación es de un 91.370%.

En cuanto al número de paneles a emplear, una vez calculada la potencia instalada de la planta, se puede estimar el número de generadores simplemente realizando el cociente entre la potencia pico total y la potencia pico que ofrece el panel A320-P de ATERSA. Los paneles A320-P de ATERSA tienen una potencia pico de 320W con lo que el número de células que se deben de emplear para poder abastecer al consumo será aproximadamente de 9.000.

Tipo de Tejado	Ángulo de inclinación tejado (Ángulos en positivo)	Latitud del lugar	Longitud del panel en metros	Ángulo del panel sobre la Horizontal	d1 mínima	d1 Recomendada	d2 mínima	d2 Recomendada
Horizontal	0	37	1.2	12	0.441	0.845	1.615	2.018
Inclinación A		0	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000
Inclinación B		0	0	0	0.000	0.000	0.000	0.000

Ilustración 87: Cálculo de la distancia mínima entre paneles. Fuente: (MonSolar, 2022)

Para un correcto posicionamiento de los paneles, es muy importante que no se estorben entre ellos, de tal forma que no se sombreen los unos a los otros y que esto afecte negativamente a la cantidad de energía producida. Se han empleado dos métodos (calculadora solar y ecuaciones) para calcular dicho distanciamiento y con esto tratar de que las pérdidas producidas por sombreamiento sean nulas. Para ello como se puede observar en la Ilustración 87, la distancia mínima que tiene que haber entre el final de un panel y el comienzo de otro (una vez dejado un margen de seguridad) debe ser de 845mm. Garantizando esta distancia, se han supuesto que las pérdidas producidas por las posibles sombras ocasionadas entre paneles son nulas.

Finalmente, en cuanto al sistema de flotación empleado, se ha decidido emplear el sistema de Hydrelío de la compañía Ciel & Terre fabricado con un polímero que garantiza la no contaminación del agua embalsada y que permite dar al panel un ángulo de inclinación fijo de 12°. Se ha dudado si emplear el sistema de flotación de Isigenere de Isofloating que permite dar un ángulo de inclinación fijo de 5° pero finalmente se optó por el de Ciel & Terre debido a que al comprobar con PVGIS cual era el ángulo de basculación óptimo, este resultó ser de 33° y evidentemente el ángulo de 12° se encuentra más próximo que el de 5° de Isofloating con lo que se maximiza la cantidad de irradiación absorbida y energía producida.

Capítulo 6. TRABAJOS FUTUROS

Como se ha podido observar a lo largo de toda esta memoria, la fotovoltaica flotante está ya presente en muchos embalses distribuidos a lo largo de todo el mundo y con el análisis y diseño que se ha realizado se pretende mostrar cómo si el diseñado y dimensionado de la planta de generación es correcto, esta tecnología supone muchas más ventajas y menos inconvenientes que la fotovoltaica terrestre convencional.

Es importante reflexionar acerca de los aspectos en los que hay que seguir investigando y desarrollando ideas innovadoras que permitan expresar este tipo de tecnología al máximo. Uno de los principales inconvenientes que tienen las grandes centrales de generación de energía eléctrica fotovoltaicas tanto flotantes como convencionales es la no viabilidad económica del uso de baterías por lo que se debe de realizar un acoplamiento a la red eléctrica, este acoplamiento a la red no sería necesario si las baterías almacenadoras de energía no tuvieran un coste tan elevado como el que tienen hoy en día. Actualmente el precio de una batería de 40kW es de 15.000€ y la planta aproximadamente tiene una potencia instalada de unos 3000kWp con lo que el desembolso que habría que realizar suponiendo que hay que almacenar 1/3 de la energía producida es inviable económicamente. Se podría realizar un estudio para encontrar una forma de almacenamiento adecuada que busque un compromiso entre la calidad ofrecida por las baterías, la cantidad de energía que se quiere almacenar y el coste de las mismas de tal forma que se trate de una operación factible y viable.

Para realizar el vertido de energía sobrante a la red evidentemente intervienen factores que hay que tener en consideración. El primero de ellos es la disponibilidad de absorción de energía de la que dispongan los nudos de conexión que se encuentren en las proximidades del emplazamiento de la planta. En muchas ocasiones los nudos tienen una potencia de absorción muy limitada y el gran inconveniente de las centrales fotovoltaicas es que si el consumo no requiere de tanta energía va a haber un gran exceso de generación que, al no disponer de baterías, se tiene que poder inyectar a la red realizando un vertido de dicha

energía a alguna línea de evacuación. Si por alguna razón no se tiene algún tendido eléctrico cercano al embalse o si la potencia mínima a inyectar es superior al límite de absorción del nudo, no quedaría otra opción que la de implementar baterías para poder almacenar toda esa energía sobrante y poder suministrarla en el momento que sea demandada.

Si por algo se lleva caracterizando la energía producida a través de paneles fotovoltaicos todos estos años es por su intermitencia. El concepto de intermitencia hace alusión a la variabilidad en la generación de energía eléctrica debido a factores como las condiciones climatológicas, la hora del día y la estación del año. La cantidad de energía que las placas son capaces de producir depende de la cantidad de irradiación solar disponible por lo que en aquellos días en los que el cielo se encuentre cubierto de nubes, la irradiación será mínima, por lo que apenas se podrá generar energía y no se podrá alimentar al consumo. Es por todo esto por lo que en este proyecto se ha decidido realizar el acoplamiento a la red eléctrica, de tal forma que si se tienen dificultades en producir la energía mínima como para abastecer al sistema de bombeo se pueda consumir la energía de la red. Otra posible solución ante la intermitencia de la fotovoltaica consiste en emplear un sistema de generación de energía complementario como podrían ser las turbinas eólicas de tal forma que se proporcione la energía adicional requerida durante aquellos periodos en los que la producción solar sea baja.

Otro aspecto sobre el que se debe de reflexionar es el de la eficiencia. A medida que han ido habiendo cada vez más avances tecnológicos, la eficiencia de los paneles ha ido aumentando de forma considerable. Actualmente, una eficiencia de un 19%-20% se considera elevada, sin embargo, con los procesos de producción adecuados e invirtiendo en materiales de mejor calidad para la fabricación de las células se podría llegar a alcanzar un valor mucho más alto de tal forma que la cantidad de energía producida sea más elevada.

El presente proyecto se ha querido llevar a cabo por varios objetivos, el primero de ellos el de poder ayudar al sector de los regantes de la provincia cordobesa que viéndose ahogados por las facturas de la luz barajaban la opción de abandonar sus cultivos y cosechas aún siendo conscientes de las pérdidas que eso les suponía. Se ha decidido emplear paneles

fotovoltaicos para la producción de energía debido a que de esta forma se ayuda a combatir el cambio climático y los efectos que éste desencadena y así, disponer de un sistema de generación sostenible comprometido con el medio ambiente quedando de esta manera justificado el compromiso que se tiene con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

AEMC. (s.f.). *AEMC*. Obtenido de

https://www.aemc.com/userfiles/files/resources/applications/ground/APP-TouchStepPotential_SP.pdf

ATERSA_Shop. (s.f.). *ATERSA_ELECNOR*. Obtenido de

<https://atersa.shop/app/uploads/2017/07/Ficha-t%C3%A9cnica-320-325-330P.pdf>

Ecoinventos. (Agosto de 2021). *Ecoinventos*. Obtenido de

<https://ecoinventos.com/hydrelío-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>

EcoInventos. (2022). *EcoInventos*. Obtenido de <https://ecoinventos.com/hydrelío-sistema-de-granjas-solares-fotovoltaicas-flotantes/>

Elvatron. (2022). *Elvatron*. Obtenido de <https://www1.elvatron.com/equipos-de-puesta-a-tierra-y-aislamiento/7-consecuencias-de-un-mal-sistema-de-puesta-a-tierra>

Energético, C. (2021). *Cambio Energético*. Obtenido de

<https://www.cambioenergetico.com/blog/suciedad-placas-solares/>

EnfSolar. (2021). *EnfSolar*. Obtenido de <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/494>

ENFSolar. (Noviembre de 2022). *ENFSolar*. Obtenido de

<https://es.enfsolar.com/pv/mounting-system-datasheet/5905>

Fraga, A. I. (29 de Setiembre de 2021). Paneles solares en el mar. *El Español*. Obtenido de

https://www.elespanol.com/invertia/disruptores-innovadores/innovadores/20210929/paneles-solares-baterias-nanomateriales-noruega-reinventar-sostenible/615439307_0.html

- Fundesplai. (2020). *Fundesplai*. Obtenido de <https://cases.fundesplai.org/es/blog-es/naturaleza/como-hacer-cajas-nido-para-pajaros/>
- Helioesfera. (Marzo de 2021). *Helioesfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/bombeo-solar/>
- Helioesfera. (2022). *Helioesfera*. Obtenido de <https://www.helioesfera.com/comprobacion-de-los-parametros-electricos-del-inversor/>
- Isigenere. (2022). *Isofloating by Isigenere*. Obtenido de <https://www.isifloating.com/isifloating/>
- MonSolar. (2022). *MonSolar*. Obtenido de <https://www.monsolar.com/separacion-paneles-solares>
- MPPTSolar. (2023). *MPPTSolar*. Obtenido de <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>
- NaanDanJain. (2022). *NaanDanJain*. Obtenido de <https://naandanjain.es/spark-un-sistema-exclusivo-para-limpieza-y-lavado-de-paneles-solares/>
- Peralta, L. A. (19 de Septiembre de 2021). ¿Qué ocurre con el aluminio? *CincoDías*. Obtenido de https://cincodias.elpais.com/cincodias/2021/09/13/mercados/1631546498_673203.html
- PVGIS. (2020). *PVGIS*. Obtenido de https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Renovables, E. (2021). *Energías Renovables*. Obtenido de <https://energiasrenovadas.com/robot-que-limpia-paneles-solares/>
- Saclima. (Octubre de 2021). *Saclima*. Obtenido de <http://www.saclimafotovoltaica.com/fotovoltaica-flotante-espana/>

- SeaBlock. (Noviembre de 2022). *SeaBlock*. Obtenido de
<http://www.seablock.online/plataformas-fotovoltaicas-flotantes/>
- Simemis. (Octubre de 2020). *Simemis*. Obtenido de <https://simemis.com/las-10-mayores-plantas-fotovoltaica-flotante-del-mundo/>
- SMA. (s.f.). *SMA*. Obtenido de <https://files.sma.de/downloads/DC-CMB-U-DEN1834-V16web.pdf>
- WorldEnergyTrade. (2022). *WorldEnergyTrade*. Obtenido de
<https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-solar/iberdrola-y-exiom-quieren-liderar-la-fabricacion-de-modulos-solares-fotovoltaicos-en-espana>

ANEXO I

Ficha técnica de sistema de flotación Hydrelío



- Compatible with most PV modules
Straightforward installation 
- Proven and world-renowned solution
Made in France 
- Preserve land for agricultural use
100% recyclable 
- Suitable for all waterbodies
Adapted to any project size 
- Opens up untapped potential for solar energy
Energy production optimization thanks to cells cooling 


HYDRELIO® By Ciel & Terre
Optimized Floating Structure for Solar Plant


HYDRELIO®
 Innovation at a glance

HYDRELIO® Air





HYDRELIO® Air datasheet

Tilt	11° +/- 1°
Pitch	1.44 m
Power density	1 MWp / ha
Lake Cover Ratio	up to 70%
Wave resistance	1m
Wind resistance	up to 210 km/h
Waterflow resistance	1 m/s
Temperature resistance	-10° / 50°
Service life	over 20 years
Warranty	5 years
Drinking Water Compliance	EN 1622, XP F 41-250-1, XP F41-250-2, BS 6920:2000

- Flat float equipped with a simple racking system for module support and tilt.
- Specific design to allow air to flow around the modules.
- Standard tilt of 11°.
- Cost-effective transport solution.



Quarry lake



Hydroelectric reservoir



Irrigation pond



Retention basin



Drinking water reservoir

Other models

HYDRELIO® Classic

- Standard tilt of 12°, directly integrated into the float by the blow molding process.
- Compatible with comfort, eco and dual orientation configurations.



HYDRELIO® Equato

- Fixed tilt of 5°, directly integrated into the main float by the blow molding process.
- Designed for equatorial regions optimizing the daily yield.
- Lighter anchoring.



Ficha técnica del panel solar A-320P



+Ultra
nueva gama

➔ Módulo fotovoltaico
A-320P / A-325P / A-330P (TY 3.2)



- +UltraTolerancia positiva**
Positiva 0/+5 Wp
- +UltraCalidad**
Anti Hot-Spot
- +UltraGarantía**
10 años de garantía de producto
- +UltraFiabilidad**
En el mercado desde 1979
- +UltraResistencia**
Cristal templado de 3.2 mm
- +UltraTES**
Verificación eléctrica célula a célula

  Sistema único en el mercado, certificado por Aterma.

Para una información más detallada de los términos de la garantía, consulte:
➔ www.atersa.com

Nueva gama Ultra con Tolerancia positiva 

Nueva gama Ultra con Tolerancia positiva 

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

	A-320P	A-325P	A-330P
Potencia Nominal (P _{max} ±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 (°C)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (°C)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P _{max} (°C)	-0,43% /°C

Características físicas

Dimensiones (mm ± 2 mm)	1965x990x40
Peso (± 0,5 kg)	22,5
Área (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	Alceación de aluminio anodizado o pintado en políster
Caja de conexiones / Opcional	TYCO 3P67
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: 1000W/m², 25°C.
Tolerancias medidas STC: ±3% (Pot); ±2% (Is, Voc, Imp, Vmp).

Curvas modelo A-330P

Visión general de la construcción de un módulo fotovoltaico

- Módulos por caja: **25 ade**
- Peso por caja: **595 kg**
- En un contenedor de 40 pies entran 21 cajas: **525 paneles**
- En un contenedor de 40 pies HC entran 22 cajas: **550 paneles**
- En un contenedor de 20 pies entran 9 cajas: **225 paneles**
- En un camión TRAILER entran 26 cajas: **650 paneles**

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

 www.ateresa.com • ateresa@elecnor.com
Madrid: 915 178 452 • Valencia: 902 545 111

Revisado: 21/11/17
Ref.: PU-6P (6) 6x12-P (TY 3.2)
© Ateresa SL, 2016

Características técnicas del inversor PVS800-57-1000kW-C de la marca ABB



SOLAR INVERTERS

ABB central inverters
PVS800 – 500 to 1000 kW



ABB central inverters raise reliability, efficiency and ease of installation to new levels. The inverters are aimed at system integrators and end users who require high performance solar inverters for large photovoltaic (PV) power plants. The inverters are optimized for cost-efficient multi-megawatt power plants.

World's leading inverter platform
The ABB central inverters have been developed on the basis of decades of experience in the industry and proven technology platform. Unrivalled expertise from the world's market and technology leader in frequency converters is the hallmark of this solar inverter series.

Based on ABB's highly successful platform and the most widely used frequency converters on the market – the inverters are the most efficient and cost-effective way to convert the direct current (DC) generated by solar modules into high-quality and CO₂-free alternating current (AC) that can be fed into the power distribution network.

Solar inverters from ABB
ABB central inverters are ideal for large PV power plants but are also suitable for large-sized power plants installed in commercial or industrial buildings. High efficiency, proven components, compact and modular design and a host of life cycle services ensures ABB central inverters provide a rapid return on investment.

Highlights

- High total performance
- Modular and compact product design
- Extensive DC and AC side protection
- Full grid support functionality
- Fast and easy installation
- Complete range of industrial-type data communication options, including remote monitoring
- Life cycle service and support through ABB's extensive global service network

PRODUCT FLYER FOR PV5800 ABB SOLAR INVERTERS



10
22

Maximize yields without losing a watt

10
22 A view from ABB inverter station PV5800-05, featuring the PV5800 central inverters.

Maximum energy and feed-in revenues

ABB central inverters have a high total efficiency level. Optimized and accurate system control and a maximum power point tracking (MPPT) algorithm together with high efficiency power converter design ensure that maximum energy is delivered to the power distribution network from the PV modules. For end users this generates the highest possible revenues from the feed-in tariffs.

Proven ABB components

The inverters comprise proven ABB components with a long track record of performance excellence in demanding applications and harsh environments. Equipped with extensive electrical and mechanical protection, the inverters are engineered to provide a long and reliable service life of at least 20 years.

Compact and modular design

The inverters are designed for fast and easy installation. The industrial design and modular platform provides a wide range of options like remote monitoring, fieldbus connection and modular and flexible DC input cabinet. The integrated DC cabinet saves space and costs as the solar array junction boxes can be connected directly to the inverter DC cabinet fused busbars. The inverters are customized to meet end user needs and are available with short delivery times.

Effective connectivity to power distribution network

ABB's transformerless central inverter series enables system integrators to design the PV power plant using optimum combination of different power rating inverters. Inverters are connected to the medium voltage (MV) power distribution network either centrally or in a distributed manner depending on the plant size and shape and network connection position.

Advanced grid support features

ABB central inverter software includes all the latest grid support and monitoring features including active power limitation, low voltage ride through (LVRT) with current feed-in and reactive power control. Active and reactive power output can be limited by using an external source. Active power can also be limited automatically as a function of grid frequency.

All grid support functions are parameterized allowing easy adjusting for local utility requirements. ABB central inverters are also able to support grid stability even at night by providing reactive power with the DC input disconnected.

PRODUCT FLYER FOR PVS800 ABB SOLAR INVERTERS

ABB central inverters

PVS800 – 500 to 1000 kW



High total performance

- High efficiency
- Low auxiliary power consumption
- Efficient maximum power point tracking
- Long and reliable service life of at least 20 years

Full grid support functionality

- Reactive power compensation also during the night time
- Active power limitation
- Low voltage ride through with current feed in

Grid code compatibility

- Wide country-specific grid code compliance
- Adjustability to various local utility requirements

Life cycle service and support

- ABB's extensive global service network
- Extended warranties
- Service contracts
- Technical support throughout the service life

Modular industrial design

- Compact and easy-to-maintain product design
- Fast and easy installation
- Integrated and flexible DC input cabinet

Extensive protections

- DC and AC side protection with built-in fuses, surge protection and filters
- Increased reliability and safety with DC and AC side contactors
- Heavy-duty surge protection

Proven technology

- Based on ABB's market-leading technology platform used in frequency converters

Wide communication options

- Complete range of industrial data communication options
- Ethernet/Internet Protocol
- Remote monitoring

PRODUCT FLYER FOR PVS800 ABB SOLAR INVERTERS

ABB central inverters
PVS800 – 500 to 1000 kW



Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Input (DC)				
DC voltage range, max ($U_{DC,max}$)	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	500 to 825 V
Maximum DC voltage ($U_{DC,max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{DC,max}$) ¹⁾	1125 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	8 to 15 (+/-)	8 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)				
Nominal power (P_{nom}) ²⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ³⁾	500 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at cos ϕ = 0.95 ⁴⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{AC,nom}$)	866 A	1040 A	1445 A	1645 A
Nominal output voltage ($U_{AC,nom}$) ⁵⁾	300 V	300 V	360 V	360 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁶⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁷⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency				
Maximum ⁸⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁹⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption				
Own consumption in operation	490 W	490 W	550 W	550 W
Standby operation consumption	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ¹⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight app. ¹⁰⁾	1800 kg	2800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 800 kW at 45 °C, 630 kW at 50 °C and 1000 kW at 50 °C.

²⁾ At 25 °C. See the user manual for details.

³⁾ +/- 30%

⁴⁾ At nominal power

⁵⁾ Inverter wide range line (IT) type

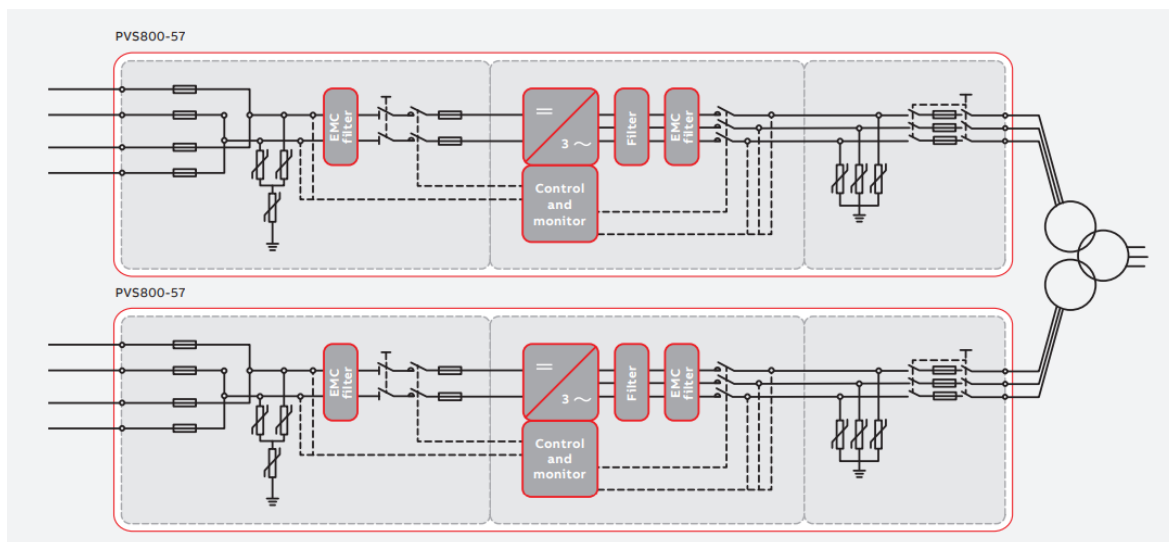
⁶⁾ Without auxiliary power consumption at min. 5%

⁷⁾ ILS 6, 62 (Optional)

⁸⁾ For the smallest number of protected inputs. See the user manual for details.

Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Input (DC)				
DC voltage range, mpp ($U_{DC, mpp}$)	450 to 825 V	525 to 825 V	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{max(DC)}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{max(DC)}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Number of protected DC inputs	4 to 15 (+/-)	4 to 15 (+/-)	8 to 20 (+/-)	8 to 20 (+/-)
Output (AC)				
Nominal power ($P_{N(AC)}$) ¹⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Maximum output power ²⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Power at $\cos\varphi = 0.95$ ¹⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Nominal AC current ($I_{N(AC)}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Nominal output voltage ($U_{N(AC)}$) ³⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁴⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Distribution network type ⁵⁾	TN and IT	TN and IT	TN and IT	TN and IT
Efficiency				
Maximum ⁶⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁶⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Power consumption				
Own consumption in operation	490 W	490 W	650 W	650 W
Standby operation consumption	65 W	65 W	65 W	65 W
External auxiliary voltage ⁷⁾	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
Dimensions and weight				
Width/Height/Depth, mm (W/H/D)	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Weight appr. ⁸⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

ABB central inverter design and power network connection



Technical data and types

Type designation	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Environmental limits				
Degree of protection	IP42	IP42	IP42	IP42
Ambient temp. range (nom. ratings) ⁹⁾	-15 to +50 °C	-15 to +45 °C	-15 to +50 °C	-15 to +50 °C
Maximum ambient temperature ¹⁰⁾	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Relative humidity, not condensing	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%	15 to 95%
Maximum altitude (above sea level) ¹¹⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Maximum noise level ¹²⁾	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Maximum air flow of the inverter section	5000 m³/h	5000 m³/h	7950 m³/h	7950 m³/h
Protection				
Ground fault monitoring ¹³⁾	Yes	Yes	Yes	Yes
Grid monitoring	Yes	Yes	Yes	Yes
Anti-islanding	Yes	Yes	Yes	Yes
DC reverse polarity	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC short circuit and over current	Yes	Yes	Yes	Yes
AC and DC over voltage and temperature	Yes	Yes	Yes	Yes
User interface and communications				
Local user interface	ABB local control panel			
Analog inputs/outputs	1/2	1/2	1/2	1/2
Digital inputs/relay outputs	3/1	3/1	3/1	3/1
Fieldbus connectivity	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Product compliance				
Safety and EMC	CE conformity according to LV and EMC directives			
Certifications and approvals ¹⁴⁾	AS, CEI, EAC, IEC, P.O. 12.3, RCM, RD, VDE, ZA			
Grid support and grid functions	Reactive power compensation ¹⁵⁾ , Power reduction, LVRT, HVRT, Anti-islanding			

