



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN
DE PLACAS SOLARES FLOTANTES EN EL
EMBALSE DE IZNÁJAR

Autor: Tristán Elósegui Becerril

Director: Javier Mata

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES
FLOTANTES EN EL EMBALSE DE IZNÁJAR**

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

curso académico 2022/2023 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.: Tristán Elósegui

Fecha: 23 / 07/ 2023

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Javier Mata

Fecha: 23 / 07/ 2023



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN
DE PLACAS SOLARES FLOTANTES EN EL
EMBALSE DE IZNÁJAR

Autor: Tristán Elósegui Becerril

Director: Javier Mata

Madrid

Agradecimientos

Quisiera manifestar mi agradecimiento a la Universidad Pontificia de Comillas, en la que he cursado el Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales, y en particular a su decano, el profesor Antonio Muñoz, por todo el apoyo que me han prestado durante mis estudios. También al director del trabajo, Javier Mata, por su contribución al mismo.

Así mismo, estoy muy agradecido a la empresa *Powen* en la que he realizado prácticas profesionales, y en particular a su director, José Benjumea y a David Zarco, que me ha prestado su ayuda. Mi experiencia en *Powen*, una empresa dedicada a la provisión de equipos de energía solar, me ha permitido adquirir un conocimiento muy valioso para el desarrollo de este Trabajo de Fin de Grado.

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN DE PLACAS SOLARES FLOTANTES EN EL EMBALSE DE IZNÁJAR

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un estudio de viabilidad de la instalación de una planta fotovoltaica flotante de 100 KW en el embalse de Iznájar, en Córdoba. Se parte de una aproximación teórica a la tecnología fotovoltaica, con el fin de comprender su funcionamiento y analizar determinados parámetros particularmente relevantes, tales como la influencia de la temperatura en el rendimiento de la célula solar o el efecto de la proximidad del agua.

A continuación, se realiza un análisis del espacio geográfico y se procede al diseño de la instalación, teniendo en cuenta elementos como la potencia, el sistema de flotación, los paneles, el inversor o la venta de la energía. Seguidamente, se procede a la simulación de la instalación con la herramienta de PVsyst, definiendo los parámetros que la caracterizan y realizando las correcciones necesarias para su adaptación a la naturaleza flotante de la planta.

Finalmente, se procede al análisis de los resultados obtenidos en la simulación, que confirman la viabilidad técnica y económica del proyecto. La tecnología flotante permite un aprovechamiento de un espacio antes inutilizado y la obtención de mayores rendimientos por la proximidad del agua. Por otra parte, la cercanía de la Central Hidroeléctrica de Iznájar, facilita la conexión de la instalación a la red, que constituye un reto, no plenamente resuelto, en el mercado energético actual.

Palabras clave: Energías renovables, fotovoltaica flotante, embalse de Iznájar.

FEASIBILITY STUDY FOR THE INSTALLATION OF FLOATING SOLAR PANELS ON THE IZNÁJAR RESERVOIR

ABSTRACT

This project develops a feasibility study of the installation of a 100 KW floating photovoltaic plant in the Iznájar reservoir, in Cordoba, Spain. It starts with a theoretical approach to photovoltaic technology, in order to understand its operation and to analyze certain relevant parameters, such as the influence of temperature on the performance of the solar cell, or the effect of the proximity of water.

Next, an approach to the geographic space is made and the design of the installation is carried out, taking into consideration elements such as power, the floating system, the modules and the inverter or the sale of energy. Next, the installation is simulated with the PVsyst tool, defining the parameters that characterize it and making the necessary corrections to adapt it to the floating nature of the plant.

Finally, we proceed to analyze the results obtained in the simulation, which confirm the technical and economic feasibility of the project. The floating technology allows to take advantage of a previously unused space, and to obtain higher yields due to the proximity of the water. On the other hand, the proximity of the Iznájar Hydroelectric Power Plant facilitates the grid connection of the installation, which is a challenge not fully solved in the current energy market.

Keywords: Renewable energies, floating photovoltaic, Iznájar Reservoir.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	5
1.1 Estado de la cuestión. Una aproximación a la energía fotovoltaica flotante	5
1.2 Motivación del proyecto.....	11
1.3 Objetivos	12
1.4 Fuentes y metodología.....	13
1.5 Estructura	14
Capítulo 2. Descripción de la tecnología fotovoltaica.....	17
2.1 Modelo de bandas.....	17
2.2 Uniones P-N.....	18
2.3 Unión p-n iluminada.....	21
2.4 Tensión en circuito abierto, intensidad de cortocircuito y punto de máxima potencia	24
2.5 Influencia de la temperatura en el rendimiento de la célula solar	27
2.6 Influencia de la proximidad del agua en la temperatura de la célula.....	30
2.7 Inadecuación de las placas solares bifaciales	31
Capítulo 3. Diseño de la instalación y simulación con PVsyst.....	34
3.1 Embalse de Iznájar	34
3.2 Diseño de la instalación.....	39
3.2.1 Potencia de la planta, sistema de flotación, paneles e inversor.....	39
3.2.2 Anclajes	42
3.2.3 Cableado	43
3.2.4 Protecciones	44
3.2.5 Puesta a tierra.....	46
3.2.6 Conexión a red	46
3.2.7 Venta de la energía.....	47
3.2.8 Estudio de seguridad y salud laboral.....	50
3.3 Simulación con PVsyst.....	52
3.3.1 Datos meteorológicos y geográficos	52
3.3.2 Inclinación y orientación de los paneles	54

3.3.3 Asociación de módulos fotovoltaicos	58
3.3.4 Coeficientes de temperatura.....	59
Capítulo 4. Análisis de resultados	61
4.1 Análisis de la producción	61
4.2 Análisis de pérdidas.....	63
4.3 Emisiones evitadas	69
4.4 Análisis económico	70
Capítulo 5. Conclusiones.....	74
Capítulo 6. Bibliografía.....	78
ANEXO I. Planos	83
ANEXO II. Fichas técnicas.....	86

Índice de figuras

Ilustración 1. Instalación flotante de 70 MW en Anchui, China	9
Ilustración 2. Unión p-n.....	20
Ilustración 3. Funcionamiento de la célula solar	23
Ilustración 4. Curvas potencia-tensión y corriente-tensión	25
Ilustración 5. Curva tensión intensidad y punto de máxima potencia para distintos valores de irradiación.....	26
Ilustración 6. Curvas tensión-intensidad para distintos valores de temperatura.....	28
Ilustración 7. Curvas potencia-tensión para distintos valores de temperatura	28
Ilustración 8. Evolución de la temperatura ambiente y de las células solares y flotantes ...	30
Ilustración 9. Potencia de salida en células terrestres y flotantes en función de la irradiación	31
Ilustración 10. Aprovechamiento de la irradiación solar en paneles bifaciales.....	32
Ilustración 11. Irradiancia solar en Europa.....	35
Ilustración 12. Presa de Iznájar.....	36
Ilustración 13. Promedio mensual esperado de los parámetros meteorológicos más relevantes	37
Ilustración 14. Irradiación prevista en el embalse de Iznájar	38
Ilustración 15. Flotador principal con la estructura de sujeción.....	40
Ilustración 16. Unión de flotadores principales mediante flotadores secundarios	40
Ilustración 17. Posibles configuraciones de los flotadores.....	41
Ilustración 18. Conexión de módulos en "salto de rana"	44
Ilustración 19. Precio venta PPA en España	49
Ilustración 20. Resultado del modelo de transposición Pérez a partir de los datos meteorológicos de Meteonorm 8.1	53
Ilustración 21. Horizonte y recorridos solares en el embalse de Iznájar	54

Ilustración 22. Influencia de la inclinación en el rendimiento	56
Ilustración 23. Influencia de la orientación en el rendimiento	56
Ilustración 24. Cargas del viento en función de la inclinación del panel	57
Ilustración 25. Resultados de producción.....	61
Ilustración 26. Diagrama de Sankey.....	64
Ilustración 27. Reflexión y refracción en el plano del colector.....	65
Ilustración 28. Eficiencia en función de la irradiancia para distintos valores de temperatura	67
Ilustración 29. Balance de emisiones CO ₂	69
Ilustración 30. Costes de instalación y operación	70
Ilustración 31. Resultados económicos	72
Ilustración 32. Flujo de caja acumulativo.....	73

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 ESTADO DE LA CUESTIÓN. UNA APROXIMACIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA FLOTANTE

A finales del siglo XX la comunidad científica advirtió sobre los perjuicios que los métodos tradicionales de generación de energía, dependientes mayoritariamente del petróleo y del carbón, provocan en el medio ambiente. Se ha demostrado que las emisiones de gases contaminantes como el dióxido de carbono y el ozono contribuyen al cambio climático, que está causando, entre otras cosas, un aumento de la temperatura terrestre¹.

Tras adquirir esta cuestión mayor relevancia y visibilidad en la opinión pública, la comunidad internacional se ha esforzado por luchar contra el cambio climático para tratar de revertir esta situación y proteger nuestro ecosistema. La mayoría de las emisiones contaminantes se deben a la generación de energía, por lo que desde las administraciones públicas se trabaja con la finalidad de sustituir las fuentes tradicionales por otras de carácter renovable, como la energía solar, la hidroeléctrica o la eólica.

La industrialización y el aumento de la población están provocando un aumento del consumo global de energía, que a su vez ha desencadenado en un incremento del uso de combustibles

¹ Puede considerarse que la comunidad científica ha llegado a un amplio consenso a este respecto. La doctrina académica ha desarrollado a lo largo de las últimas décadas un trabajo pormenorizado sobre esta cuestión, algunos de cuyos artículos se citarán a lo largo de este trabajo. Baste por ahora mencionar, a modo de ejemplo, el siguiente informe: World Meteorological Organization, *Provisional State of the Global Climate 2022*. Disponible en:

<https://storymaps.arcgis.com/stories/5417cd9148c248c0985a5b6d028b0277> Último acceso 10.2.2023.

fósiles, ya que la generación de energía sigue dependiendo considerablemente de estas fuentes. Es por ello por lo que se requiere un aumento de la generación de energía renovable que no solo debe sustituir los métodos tradicionales, sino que debe cubrir además los acusados incrementos de demanda.

La preocupación por el cambio climático y el desarrollo de las energías renovables se han convertido en los últimos años en asuntos centrales de la agenda internacional. Las circunstancias en las que los Estados afrontan esta cuestión son muy diversas, pues dependen en gran medida de su acceso a fuentes de energía fósiles, del nivel de desarrollo económico, el ritmo de su industrialización, así como de las posiciones políticas de sus gobiernos y del estado de la opinión pública.

La Unión Europea se ha caracterizado por haber concedido una particular relevancia a esta cuestión. Los jefes de Estado y de gobierno de los Estados miembros acordaron en diciembre de 2019 el Pacto Verde², que tiene como objetivo reducir al menos un 55% las emisiones en 2030 respecto a 1990 y alcanzar la neutralidad climática en 2050. Para apoyar esta transición se pretende modificar la legislación relacionada con el clima, la energía y el transporte, con el fin de promover el desarrollo de las energías renovables.

En este contexto, la investigación y el desarrollo de la energía fotovoltaica se ha convertido en un asunto prioritario. La tecnología ha avanzado notablemente en los últimos veinte años y los precios han bajado notablemente. La instalación de paneles solares se ha generalizado en muchos Estados de nuestro entorno, y particularmente en España, donde las condiciones climáticas son óptimas. Nuestro país se ha convertido en un líder mundial en la materia. En los últimos años se ha trabajado con el fin de encontrar vías para ampliar el recurso a esta

² Conclusiones del Consejo Europeo, EUCO 29/19 CO EUR 31, Bruselas, 12 de diciembre de 2019. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/media/41792/12-euco-final-conclusions-es.pdf>. Último acceso 10.2.2023.

tecnología y hacerla compatible con otros usos del espacio. La instalación de placas en grandes extensiones tiene inconvenientes, no sólo por el uso del terreno, que es limitado, sino por el impacto en el paisaje. También debe tenerse en cuenta el impacto social, pues el mantenimiento de estas instalaciones requiere poca mano de obra en relación con otros usos tradicionales del campo. Entre las últimas innovaciones destacan el autoconsumo residencial e industrial que está en pleno crecimiento. También ha comenzado a explorarse la denominada energía agrovoltaica, que trata de combinar el cultivo de algunos productos agrícolas con la instalación de placas solares en altura.

Gracias a los continuos esfuerzos que se han realizado en la investigación de las tecnologías renovables se puede afirmar, pese al escaso periodo de tiempo en el que se ha utilizado esta tecnología, que la fotovoltaica flotante presenta ventajas relevantes frente a la terrestre.

Numerosos estudios han demostrado que la proximidad al agua en este tipo de instalaciones provoca aumentos notables en el rendimiento de los paneles, principalmente debido al enfriamiento y a la menor suciedad del ambiente. Las ventajas de esta tecnología no se limitan al ámbito energético. Las sombras creadas por los paneles flotantes contribuyen de forma considerable a la reducción de la evaporación, ventaja que cobra gran importancia, especialmente en países del Mediterráneo, como España, que tienen un clima cálido y seco, y sufren frecuentes sequías. La mayor superficie de sombra contribuye también a evitar la fotosíntesis de las algas y de este modo, favorece que el agua esté más limpia.

Además de estas relevantes ventajas, la principal razón por la que se está recurriendo a la fotovoltaica flotante internacionalmente es el mayor aprovechamiento del territorio³. En la actualidad, la limitación del espacio disponible para instalar paneles solares constituye un problema en muchos países. Resulta difícil instalar las placas necesarias para transicionar a

³ Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., Sadhu, P.K.: "Floating solar power plant for sustainable development: A techno-economic analysis", *Environmental Progress and Sustainable Energy*, 38, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/ep.13268>. Último acceso 1.6.2023.

la energía verde porque las tierras están destinadas en gran medida a la agricultura y ganadería.

Desde principio de siglo se comenzó a investigar la posibilidad de instalar placas solares en embalses y lagos. En el año 2007 vio la luz un proyecto de instalación flotante de 175 kW de la empresa Kyocera Corporation en el lago Kasumigaura, en Japón⁴. Desde entonces, se han destinado muchos recursos a la investigación en este campo, con resultados muy exitosos. Es una tecnología viable y rentable, y su funcionamiento es en realidad muy sencillo, pues no difiere en gran medida de la fotovoltaica terrestre.

La energía fotovoltaica flotante es una tecnología emergente que ha experimentado un crecimiento muy notable desde 2016. Se han instalado paneles flotantes en grandes extensiones de agua por todo el mundo. Cabe destacar el embalse de Dezhou, en la provincia de Shandong, en China, donde la empresa Huaneng Power International⁵ ha instalado una planta de una potencia de 320 MW. Se trata de la mayor planta fotovoltaica flotante del mundo. En Europa esta tecnología también está en pleno desarrollo. Destaca el gigante francés Ciel et Terre⁶, líder europeo en fotovoltaica flotante, que ha instalado 820 MW y tiene proyectados otros 1,5GW. Las estimaciones actuales indican que la tasa de crecimiento de esta tecnología puede situarse por encima del 31% en 2024⁷.

⁴ <https://global.kyocera.com/>. Último acceso 1.6.2023.

⁵ <https://www.hpi.com.cn/Pages/default.aspx>. Último acceso 1.6.2023

⁶ <https://ciel-et-terre.net/>. Último acceso 1.6.2023.

⁷ Gorjian, S., Sharon, H., Ebadi, K., Bontempo Scavo, F., Marco Tina, G.: “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems”, *Journal of Cleaner Production*, 278, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124285>. Último acceso 1.6.2023.

Ilustración 1. Instalación flotante de 70 MW en Anhui, China



Fuente: Ciel et Terre, 2023⁸

Recientemente, se ha planteado la posibilidad de usar placas bifaciales con una alta inclinación, llegando incluso hasta los 90 grados. Estos esfuerzos, sin embargo, han sido poco exitosos, pues las cargas que debían soportar las estructuras, debido a la fuerza del viento, son muy elevadas. También se ha estudiado la posibilidad de sumergir en cierta medida las placas, con el fin de disminuir aún más su temperatura. Sin embargo, las pérdidas de irradiación debidas a la reflexión del agua dificultan su viabilidad. Es por ello por lo que la mayoría de los instaladores se decantan por las placas solares monofaciales, con inclinaciones cercanas a los diez grados.

En la actualidad, se continúa investigando exhaustivamente sobre esta tecnología, analizando los avances técnicos y comparando los sistemas fotovoltaicos flotantes y los

⁸ Ciel et Terre. Disponible en: <https://ciel-et-terre.net/project/anhui-cecep/> Último acceso 2.7.2023.

montados en tierra⁹. Entre los retos que aún plantea el uso de esta tecnología, cabe destacar la falta de herramientas de simulación adecuadas para estimar la producción de electricidad. Aún no está claro cómo se puede cuantificar el efecto de refrigeración, ni las diferencias entre las distintas tecnologías de las plantas flotantes. Recientes estudios académicos han profundizado en esta cuestión¹⁰. En este trabajo, se ha recurrido a un relevante estudio de 2021¹¹, en el que se obtienen valores para los coeficientes de temperatura a partir de datos reales. De este modo, se han podido realizar las correcciones necesarias para la adaptación de la instalación flotante al software de PVsyst.

Cabe también señalar que esta tecnología se puede combinar con centrales hidroeléctricas de bombeo. Estudios recientes han señalado que con esta combinación se pueden obtener beneficios en el almacenamiento de la energía y en la conectividad a red de la instalación¹². Esto cobra especial relevancia en el mercado energético actual, ya que durante los últimos años ha habido un crecimiento notable de las energías renovables que no ha sido igualado por el crecimiento de la red eléctrica. Las previsiones del último modelo de la Red Eléctrica Española (en adelante, REE) son muy limitadas. Se prevé la instalación de 16,6 GWh de

⁹ Gorjian, S, Sharon, H., Ebadi, Kant, K., Bontempo Scavo, F, Marco Tina, G.: “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems”, op.cit.

¹⁰ Oliveira-Pinto, S, Stokkermans, J.: “Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies”, *Energy Conversion and Management*, 211, 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112747>. Último acceso 1.6.2023.

¹¹ Marco Tina, G., Bontempo Scavo, F., Merlo, L., Bizzarri, F.: “Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants”, *Applied Energy*, Volume 281, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116084>. Último acceso 1.6.2023.

¹² Liu L., Sun Q., Li, H., Yin, H., Ren, H., Wennersten, R.: “Evaluating the benefits of Integrating Floating Photovoltaic and Pumped Storage Power System”, *Energy Conversion and Management*, Volume 194, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.071>. Último acceso 1.6.2023.

energía renovable para 2026 y los proyectos aprobados suman más de 60 GWh¹³. Se trata de un grave problema, que está limitando el desarrollo de nuevas plantas.

1.2 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Por los motivos que se han expuesto anteriormente, el tema que se plantea en este trabajo me parece de gran actualidad y relevancia. Además, España cuenta con una trayectoria importante en el ámbito de las energías renovables y en particular, en la fotovoltaica, por lo que existe un amplio conocimiento sobre estas tecnologías en nuestro país.

La elección del tema del presente trabajo se ha debido también a que he tenido la oportunidad de realizar prácticas profesionales en la empresa Powen durante los meses de junio y julio de 2023. Esto me ha permitido aproximarme, desde una perspectiva práctica, al tema que es objeto de este trabajo, así como obtener información relevante y actualizada sobre el sector.

Por último, quisiera dejar constancia de un factor de motivación más personal.

Mi bisabuelo paterno, Enrique Becerril Antón-Miralles, catedrático de Hidráulica de la Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, trabajó hace muchos años en el sector de las energías renovables, pues dedicó gran parte de su vida profesional a la construcción de presas y al diseño de centrales hidroeléctricas. Esto se produjo a mediados del siglo XX, en un momento en el que en España las obras de infraestructura cobraron un gran impulso, tratando de recuperar el tiempo perdido tras décadas de dificultades y una guerra civil¹⁴.

¹³ Aurora Energy Research: “Los problemas en la gestión de la red eléctrica generan un coste adicional a los consumidores en España”. Disponible en: <https://auroraer.com/media/los-problemas-en-la-gestion-de-la-red-electrica-generan-un-coste-adicional-a-los-consumidores-en-espana/> Último acceso 1.6.2023.

¹⁴ Becerril Bustamante, J.A.: *Enrique Becerril Antón-Miralles. Vida de un ingeniero*, Ed. Encuentro, Madrid, 2017.

Un buen número de ingenieros de caminos vinculados a la Escuela de Madrid se pusieron al frente de ese proyecto. Enrique Becerril viajó por Europa y Estados Unidos para aprender de su tecnología y tuvo la oportunidad de contribuir con sus conocimientos al desarrollo del sector en España. Diseñó numerosas presas entre las que destacan la de Alloz, la de los Peares, Grandas de Salime y la presa de Iznájar.

Entre todas ellas he tomado la decisión de centrar el objeto de mi trabajo en la presa de Iznájar ya que es la que presenta unas características más apropiadas para la instalación de placas fotovoltaicas flotantes. La realización de este proyecto me ha permitido recordar y conocer mejor el trabajo de mi bisabuelo.

1.3 OBJETIVOS

La finalidad de este trabajo es desarrollar un estudio que valore la viabilidad técnica y económica de instalar placas solares flotantes en el embalse de Iznájar, situado entre las provincias de Córdoba, Granada y Málaga.

Se han establecido tres objetivos concretos.

El primer objetivo consiste en plantear una aproximación teórica con el fin de comprender el funcionamiento de la tecnología de las placas solares flotantes y analizar determinados parámetros particularmente relevantes, tales como la influencia de la temperatura en el rendimiento de la célula solar o el efecto de la proximidad del agua.

El segundo objetivo consiste en desarrollar un proyecto de instalación de placas solares flotantes de 100 KW en el embalse de Iznajar, definiendo los parámetros relevantes - tales como la potencia, el sistema de flotación, los paneles, el inversor o la venta de la energía -, mediante el uso de la herramienta PVsyst.

El tercer objetivo consiste en analizar los resultados de la simulación, tanto desde un punto de vista técnico como económico, para evaluar su viabilidad.

1.4 FUENTES Y METODOLOGÍA

Para la realización de este trabajo de Fin de Grado he recurrido, en primer lugar, a un estudio de fuentes secundarias sobre el funcionamiento de las placas solares y su aplicación en masas de agua dulce. La bibliografía disponible es muy amplia, dado que esta tecnología vive un momento de expansión por la limitación de espacios disponibles para la instalación de placas solares, que requieren de grandes superficies.

He consultado no sólo fuentes españolas, sino muchas internacionales, algunas provenientes de países del Este como Japón o Corea del Sur. Quisiera señalar en particular el trabajo del profesor de la Universidad Politécnica, Oscar Perpiñán Lamigueiro¹⁵. También he consultado artículos recientes publicados en revistas académicas internacionales, tales como *Environmental Progress and Sustainable Energy*, *Journal of Cleaner Production* o *Energy Conversion and Management*, entre muchas otras. Estas lecturas me han permitido comprender en profundidad el estado de la cuestión.

También quisiera destacar las fuentes a las que he tenido acceso durante la realización de mis prácticas profesionales en la empresa Powen. Durante dos meses he tenido la oportunidad de acceder a numerosas fuentes de información entre las que destaca las memorias técnicas de distintos proyectos fotovoltaicos. Así mismo, quisiera subrayar la memoria técnica del primer proyecto de instalación fotovoltaica flotante de autoconsumo

¹⁵ Perpiñán Lamigueiro, O.: *Energía Solar Fotovoltaica*, 2023. Disponible en: [Energía Solar Fotovoltaica \(oscarperpinan.github.io\)](https://oscarperpinan.github.io) Último acceso 1.6. 2023.

desarrollado por Powen. Dicho proyecto, con una potencia de 162,0 kWp, ha sido ejecutado en la finca La Veguilla, Polígono 37, Parcela 8, en El Carpio de Tajo, provincia de Toledo.

Las prácticas realizadas en la empresa Powen me han permitido también participar en varias jornadas de formación. Quisiera destacar en particular la jornada que tuvo lugar el día 23 de junio, a cargo de David Zarco, en la que se trató sobre el mercado eléctrico y el diseño de instalaciones fotovoltaicas.

Para desarrollar el proyecto he utilizado un programa de gran calidad y complejidad denominado PVsyst¹⁶. Se trata de un programa diseñado para ingenieros e investigadores, que contiene procedimientos y modelos para desarrollar parques fotovoltaicos. PVsyst permite incorporar al análisis datos meteorológicos, así como datos de diversas fuentes.

En el marco del programa PVsyst, he utilizado el archivo meteorológico Cuevas de San Marcos_ MN 81_SYN.MET de la base de datos Meteonorm 8.1. También he importado el horizonte de la misma base de datos, Meteonorm 8.1.

1.5 ESTRUCTURA

El presente trabajo está conformado por cuatro capítulos.

El presente capítulo, analiza el estado de la cuestión. Incluye también un apartado sobre mi motivación a la hora de elegir el tema de este trabajo. Seguidamente, se establecen los objetivos que se pretenden alcanzar y se determinan las fuentes y metodología a las que he recurrido, para finalizar con esta sección sobre la estructura.

¹⁶ Sobre PVSYST véase: <https://www.pvsyst.com/> Último acceso 1.6. 2023.

El segundo capítulo realiza una aproximación a la energía fotovoltaica con el fin de conocer mejor su funcionamiento para poder realizar un diseño óptimo de la instalación. Se ha seguido la estructura del libro de Óscar Perpiñán Lamigueiro sobre las placas solares¹⁷. Se ha partido del estudio del modelo de bandas de energía y las características de la unión p-n. Posteriormente, se ha abordado la unión p-n iluminada, analizando cómo a través del efecto fotoeléctrico se crea una corriente entre el ánodo y el cátodo del diodo, que permite el aprovechamiento de la energía fotoeléctrica. A continuación, se han analizado los parámetros básicos de funcionamiento de las células fotovoltaicas. Seguidamente, se ha estudiado la influencia de la temperatura en el rendimiento de la célula solar, y el efecto de la proximidad del agua en la temperatura de la célula. Este capítulo se cierra con una valoración de las ventajas y desventajas de las placas solares bifaciales en la fotovoltaica flotante.

El tercer capítulo se ha estructurado en tres secciones. En la primera se realiza un estudio del sitio geográfico, con el fin de confirmar que sus condiciones son adecuadas para la instalación de una planta fotovoltaica flotante. En la segunda, se definen los parámetros básicos de diseño de la instalación. Se ha comenzado con la elección de la potencia y el sistema de flotación, para después seleccionar los paneles y el inversor más adecuados. Más adelante, se definen los elementos eléctricos más relevantes: el cableado, las protecciones de alterna y continua y la puesta a tierra. Seguidamente, se aborda la conexión a red del sistema, los anclajes, la venta de la energía y el estudio de seguridad y salud.

A continuación, se simula la instalación con el PVsyst. Para ello se comienza con un análisis de los datos meteorológicos y geográficos. Más adelante, se define la inclinación y la orientación de los módulos. Una vez establecidos estos parámetros, se procede a determinar la configuración de los módulos. Por último, se modifican los coeficientes de

¹⁷ Perpiñán Lamigueiro, O.: *Energía Solar Fotovoltaica*, op.cit.

temperatura con el fin de simular una instalación flotante, ya que el PVsyst no permite simular plantas de esta naturaleza.

En el cuarto capítulo se estudian los resultados obtenidos en la simulación. En primer lugar, se analiza la producción esperada del sistema. Seguidamente, y con el fin de comprender mejor la generación, se ha profundiza en el análisis de pérdidas del sistema. A continuación, se valoran las emisiones de CO₂ ahorradas. Una vez estudiado el aspecto técnico de la instalación se ha analiza el resultado económico.

El quinto capítulo recoge las conclusiones y el sexto, la bibliografía.

Los anexos finales incluyen los planos y las fichas técnicas.

Capítulo 2. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

FOTOVOLTAICA

2.1 *MODELO DE BANDAS*

La concentración elevada de átomos en los sólidos provoca que estos estén distribuidos en bandas continuas de energía. Estas bandas son ocupadas por los electrones y su energía es mayor cuanto mayor sea la distancia al núcleo. La última banda completa recibe el nombre de banda de valencia, mientras que la banda incompleta que le sigue recibe el nombre de banda de conducción. La banda prohibida representa la distancia entre la banda de valencia y la de conducción, que incluye las bandas o estados energéticos que no pueden ser ocupados por los electrones¹⁸.

La conductividad de un sólido se puede determinar a partir de la anchura de la banda prohibida (E_g), ya que, a mayor anchura, menor conductividad del sólido. En los conductores aislantes esta distancia es muy larga por lo que se necesita una gran cantidad de energía ($E_g > 5$ eV) para pasar de la banda de valencia a la banda conductora. Ocurre lo contrario en los materiales conductores, donde la energía necesaria para cambiar de banda es mucho menor. El semiconductor más usado en las placas solares es el silicio, en el que se necesitan 1,12 eV para cambiar de banda.

¹⁸ El modelo de bandas puede consultarse en distintas fuentes, pues es ampliamente conocido. Hemos tomado por referencia principal el trabajo de Oscar Perpiñán Lamigueiro: *Energía Solar Fotovoltaica*, op. cit.

Cuando un electrón adquiere la energía necesaria para cambiar de banda (E_g) queda libre y se desplaza a la banda de conducción. Una vez situado en la banda de conducción, el electrón puede moverse con facilidad bajo la acción de campos externos. Por otra parte, al partir de la banda de valencia queda un hueco en ella, por lo que los demás electrones de esa banda también podrán desplazarse. El movimiento de electrones dentro de la capa de valencia se modela como un movimiento de huecos de carga positiva, ya que cuando un electrón ocupa un hueco crea otro en el lugar en el que estaba previamente. Sin embargo, este desplazamiento no se puede controlar, no se puede aprovechar por un circuito externo.

La transición a la banda de valencia es solo temporal, tras un periodo de tiempo el electrón vuelve a su banda original mediante un mecanismo de recombinación en el que se libera energía en forma de calor. Para evitar la recombinación del par electrón-hueco y con ello poder mantener una corriente eléctrica, se debe dirigir el movimiento de los electrones con un campo eléctrico. No obstante, la energía necesaria para mantener este campo es superior a la obtenida por lo que se suele recurrir a otro método, basado en los semiconductores dopados, para evitar la recombinación.

2.2 UNIONES P-N

El método p-n está basado en el dopaje de semiconductores, es decir, en la adición de impurezas. Para explicar este método se va a usar un ejemplo común en este campo, el dopaje de silicio con boro y fósforo.

Los átomos de boro contienen 3 electrones de valencia, un electrón menos que el silicio. Al introducir el boro queda una vacante en los enlaces de unión y con ello se crea un hueco que más adelante contribuirá a la corriente eléctrica. Debido a la vacante creada por el boro, la red cristalina tiende a coger un electrón de los átomos cercanos, provocando que la energía necesaria para esa transición sea menor que la anchura de la banda prohibida. Cuando ese hueco lo cubra un electrón, habrá un ion B- ligado a la red cristalina. En este caso la densidad

de vacantes es superior a la de electrones por lo que se clasificará el semiconductor como tipo p. En esta situación, se define el hueco como portador mayoritario.

Ocurre lo contrario cuando se introducen átomos de fósforo, que tiene 5 electrones en la capa de valencia, es decir, un electrón más que el silicio. En este caso, el quinto electrón no se integra bien en la red, por lo que se necesitará una energía menor a la anchura de la banda prohibida para mover el electrón a la banda de conducción. Cuando esto ocurra, habrá un ion P+ ligado a la red cristalina. En este caso, la densidad de electrones es superior a la de vacantes por lo que se clasificará el semiconductor como tipo n y se definirá al electrón como portador mayoritario.

La energía necesaria para que el boro capte un electrón y el del fósforo llegue a la banda de conducción es de aproximadamente 0,045 eV. El movimiento de las partículas debido a la temperatura es suficiente para alcanzar esta energía, por lo que estos procesos ocurren de forma espontánea.

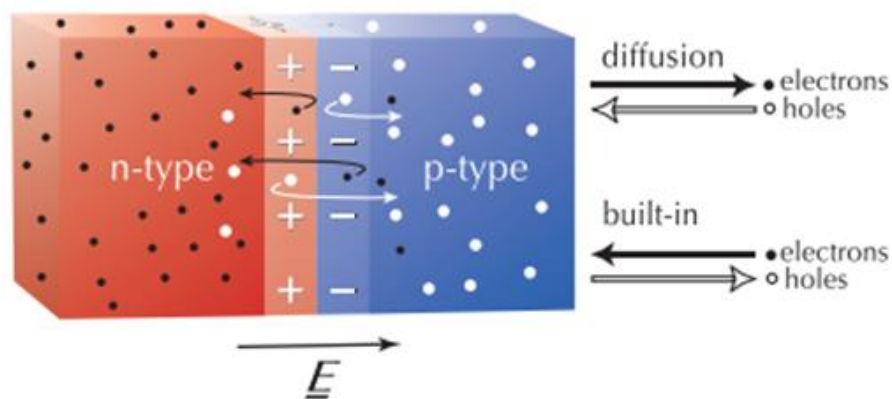
Cuando se unen dos semiconductores de tipos n y p se produce un desequilibrio entre huecos y electrones, que provoca la difusión de los portadores mayoritarios, es decir, hay un movimiento de huecos del cristal p al n y de electrones del cristal n al p. No obstante, se generan iones con carga ligados a la red cristalina (iones B- y P+) que impiden que el proceso se desarrolle completamente, mediante la creación de un campo eléctrico del semiconductor n al p. El campo eléctrico creado por los iones produce un arrastre contrario a la difusión de portadores mayoritarios, es decir, se genera un flujo de portadores minoritarios en el que los huecos se trasladan de n a p y los electrones de p a n.

En el punto de equilibrio se compensan las corrientes de arrastre y difusa, y se crean enlaces entre los portadores minoritarios. La zona en la que ocurre este enlace recibe el nombre de zona de carga de espacio y está situada cerca de la unión física entre ambos semiconductores. En esta zona solo hay iones cargados, que son los causantes del mencionado campo eléctrico de arrastre. La barrera de potencial provocada por este campo impide el flujo de portadores mayoritarios y recibe el nombre de potencial termodinámico. Todo ello implica que una vez

se alcance el equilibrio la corriente eléctrica total en la unión es nula, ya que, las corrientes de arrastre y difusa tendrán la misma magnitud, pero sentido contrario.

En la siguiente imagen se puede observar la unión p-n, los sentidos de la corriente difusa (diffusion) y de arrastre (built-in), y el sentido del campo eléctrico de la unión.

Ilustración 2. Unión p-n



Fuente: Alistair Sproul, 2015¹⁹

Si se aplica una diferencia de potencial se puede conseguir reducir el potencial termodinámico y con ello romper el equilibrio. Para que la corriente de arrastre disminuya se debe realizar una polarización en directo, es decir, aplicar una diferencia de potencial que provoque que el lado p tenga una tensión positiva respecto a n. Con estas condiciones se consigue que la corriente de arrastre sea menor que la difusa, y con ello, que desaparezca el equilibrio y se cree un flujo de corriente. Una vez roto el equilibrio vuelve el flujo de portadores mayoritarios, es decir, huecos de p a n y electrones de n a p.

¹⁹ Sproul, A.: *Understanding the p-n Junction*, 2015. Disponible en: http://www2.pv.unsw.edu.au/nsite-files/pdfs/UNSW_Understanding_the_p-n_Junction.pdf Último acceso 1.6.2023. Este artículo explica con claridad la unión p-n, y la unión p-n iluminada y ha constituido la fuente más relevante para la redacción de este apartado y el siguiente, junto con el capítulo correspondiente del mencionado libro de Oscar Perpiñán Lamigueiro.

Si por el contrario se aplica una diferencia de potencial de tal forma que el potencial de n es mayor que el de p, se dice que la polarización es inversa. En este caso se refuerza el campo eléctrico de la unión y por lo tanto se dificulta más el flujo de portadores mayoritarios. Este fenómeno es el que explica el funcionamiento de los diodos y está descrito por la ecuación de Shockley.

2.3 UNIÓN P-N ILUMINADA

El funcionamiento de las células solares está basado en el efecto fotoeléctrico, que enuncia que un material puede emitir electrones cuando incide sobre él radiación electromagnética. Esta emisión ocurre cuando la frecuencia de onda de la luz es superior a la frecuencia característica del material. Conviene destacar que la variación de la intensidad de la luz no afecta la energía de los fotones, sino que tan solo afecta el número de electrones afectados. La energía de los electrones tan solo depende de la frecuencia de la luz. La ecuación de Planck-Einstein establece que la energía emitida por un fotón viene dada por la siguiente expresión:

$$E = h \cdot \frac{c}{\lambda}$$

El aporte energético de los fotones permite a los electrones saltar de la banda de valencia a la de conducción. Por otra parte, el campo eléctrico generado en la unión provoca el movimiento de los portadores e impide la recombinación. La corriente generada en este proceso recibe el nombre de corriente de iluminación. Sin embargo, cuando un electrón que no está en la zona de unión pasa a la banda de conducción no permanece en ella indefinidamente, ya que, en este caso, tras un periodo de tiempo se da un proceso de recombinación en el que el electrón se combina con un hueco y vuelve a la banda de valencia emitiendo calor.

Con esta explicación se puede entender por qué no todos los fotones son aprovechables. Si el fotón tiene una energía menor a la anchura de la banda prohibida ($E_f < E_g$) el electrón no saltará a la banda de conducción y por ello el fotón atravesará la lámina sin que ocurra nada. Por otra parte, si el fotón tiene demasiada energía el salto a la banda de conducción ocurrirá en las capas superiores y, por lo tanto, el campo eléctrico de la unión no tendrá la fuerza suficiente para evitar la recombinación. Las pérdidas causadas por este proceso reciben el nombre de pérdidas por recombinación. El intervalo de longitudes de onda aprovechables se encuentra entre los 300 nm y los 700 nm.

La capacidad de absorción de los semiconductores no es infinita. Habrá fotones que, aunque tengan las propiedades necesarias, no serán absorbidos. Las pérdidas ocasionadas por este fenómeno reciben el nombre de pérdidas de transmisión.

Por otra parte, la diferencia entre los índices de refracción entre el aire y las placas genera las denominadas pérdidas por reflexión. Estas pérdidas son las causantes del color azulado de los paneles solares, ya que se suele añadir una capa de óxido de titanio para mitigarlas.

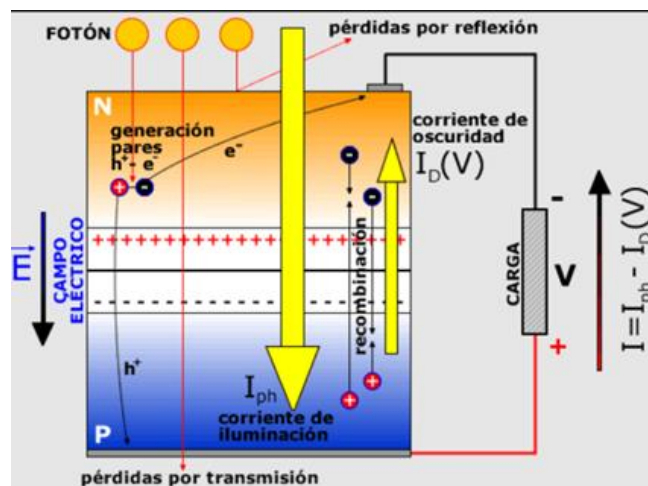
La corriente y tensión creadas en las células solares se deben al campo eléctrico de la unión que hay entre los materiales dopados. Cuando un electrón salta a la banda de valencia por el efecto fotoeléctrico se crea un electrón libre y un hueco. El campo eléctrico de la unión arrastra los electrones a la zona n y los huecos a la zona p. Esto genera un flujo de corriente de la zona n a la zona p, es decir, los electrones van de la zona p a la zona n y los huecos de la n a la p. No obstante, también se debe tener en cuenta la corriente de difusión, que en este caso llamaremos corriente de oscuridad, que va en sentido contrario a la corriente luminosa. A medida que aumenta la tensión también lo hace la corriente de oscuridad, es decir, se puede llegar a un punto en el que ambas corrientes son iguales y de sentido contrario y por ello se cancelan. Esto explica el límite de potencial de las células solares.

Para poder aprovechar la corriente y tensión creadas se introduce una resistencia entre los terminales n y p. Esta resistencia provoca una diferencia de tensión cuyo efecto será la reducción del potencial termodinámico. Esta diferencia de tensión es la causante de los

límites de tensión de las células, ya que favorece los procesos de recombinación, es decir, la corriente de oscuridad. Por lo tanto, cuanto más se favorece la intensidad luminosa mayor es la caída de tensión de la resistencia y por ello menor el potencial termodinámico y mayor la facilidad con la que se dan los procesos de recombinación, es decir, la intensidad de oscuridad.

En la siguiente imagen se puede observar el fenómeno descrito anteriormente.

Ilustración 3. Funcionamiento de la célula solar



Fuente: Universidad de Jaén²⁰

²⁰ Universidad de Jaén: *Curso de energía solar fotovoltaica*. Disponible en: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm
Último acceso 1.6.2023.

La corriente total se expresa con la siguiente relación, en la que se le resta a la corriente de iluminación la corriente de oscuridad, es decir, la intensidad del diodo calculada con la ecuación de Shockley.

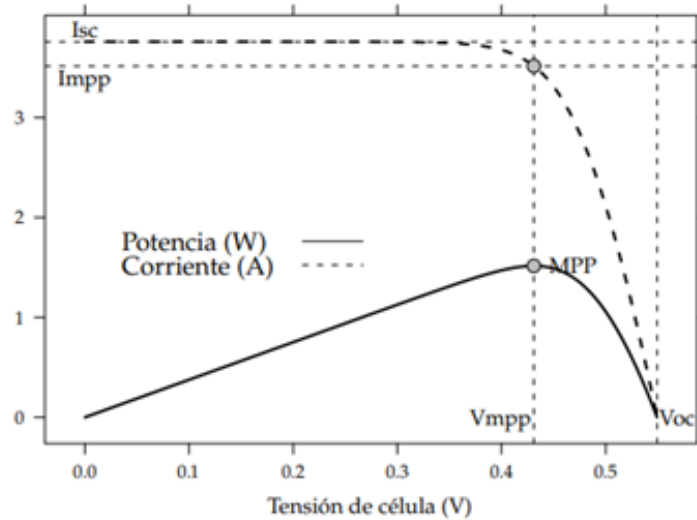
$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V}{m \cdot V_T}\right) - 1 \right]$$

2.4 TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO, INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO Y PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

La corriente de cortocircuito es la que obtendríamos si la tensión aplicada fuese nula, es decir, su valor sería únicamente el de la corriente de iluminación. Por otra parte, la tensión en circuito abierto es la que se obtiene cuando la corriente es nula, es decir, cuando la diferencia de tensión ha reducido tanto la barrera de potencial que la corriente de iluminación es igual a la de oscuridad.

La siguiente gráfica muestra las relaciones entre la tensión, intensidad y potencia de una célula para un valor de irradiación y temperatura:

Ilustración 4. Curvas potencia-tensión y corriente-tensión



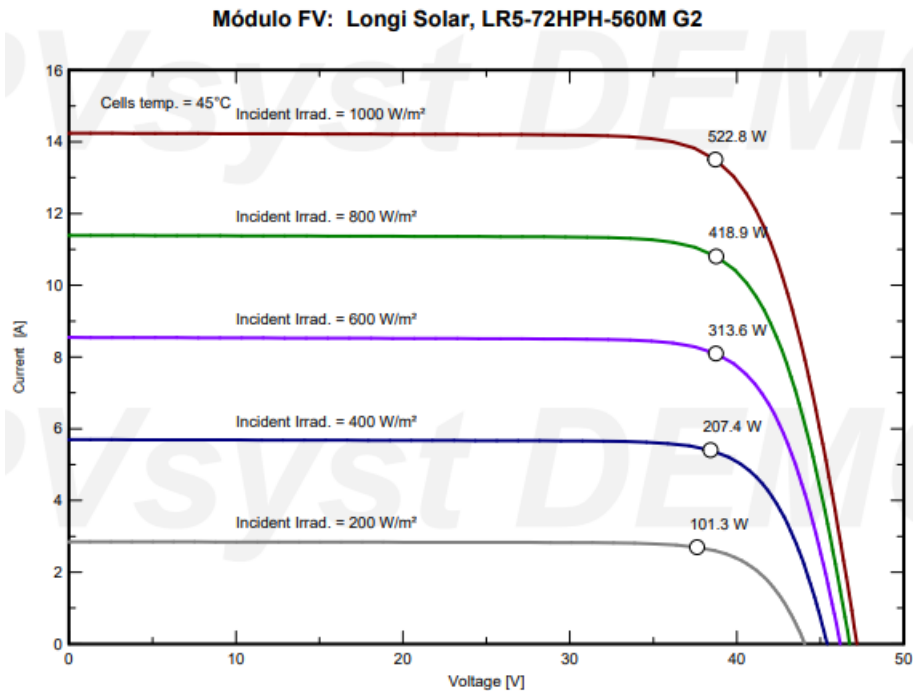
Fuente: Energía solar fotovoltaica²¹

Como se puede observar en la gráfica, para incrementos de tensión menores de 0,35 V la intensidad permanece constante, pero a partir de ese punto los incrementos de tensión provocan reducciones considerables de la barrera de potencial, incrementando sustancialmente la corriente de oscuridad.

La curva de potencia es el resultado del producto de la intensidad de cortocircuito y la tensión de la célula. Como se puede observar en la imagen, hay un punto de esta curva en el que la derivada respecto a la tensión es nula, es decir, hay un máximo. Este punto recibe el nombre de punto de máxima potencia (MPP) y será el punto de potencia nominal.

²¹ Perpiñán Lamigueiro, Oscar, *Energía Solar Fotovoltaica*, 2023, op. cit.

Ilustración 5. Curva tensión intensidad y punto de máxima potencia para distintos valores de irradiación



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Como se puede observar en la gráfica, el punto de máxima potencia ocurre a tensiones similares para distintos niveles de irradiación. La variación de la irradiación solo influye en la intensidad de la célula.

El rendimiento de la célula se puede obtener a partir de la relación entre el punto de máxima potencia y la potencia luminosa incidente con la siguiente relación.

$$\eta = \frac{I_{mpp} \cdot V_{mpp}}{P_L}$$

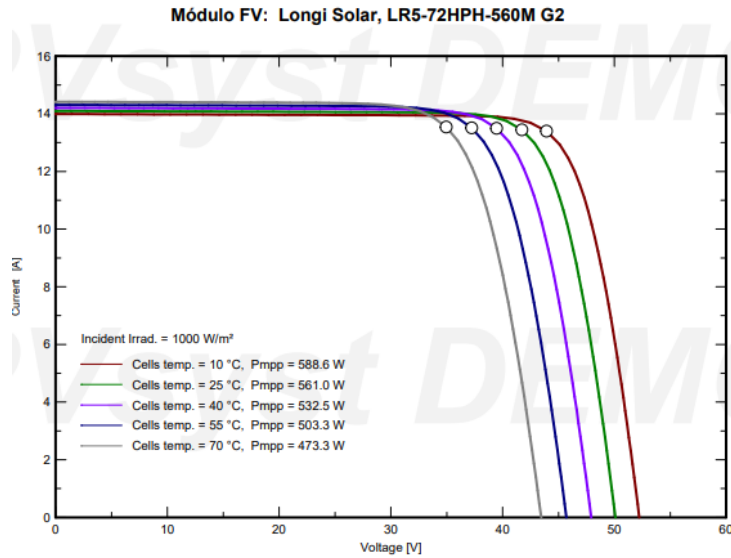
2.5 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN EL RENDIMIENTO DE LA CÉLULA SOLAR

Cuanto mayor es la temperatura, mayor es la movilidad de las partículas, por lo que se puede afirmar que un aumento de temperatura produce una reducción en la energía necesaria para saltar a la banda de valencia. Gracias a la reducción en la anchura de la banda prohibida, fotones con menos energía podrán saltar a la banda de conducción. Es por ello por lo que habrá un ligero incremento en la intensidad de cortocircuito.

Por otra parte, la reducción de la energía necesaria para cambiar de banda provocará un aumento de la corriente de saturación con la consiguiente reducción del potencial termodinámico y por ello de la tensión en circuito abierto. Esta variación de tensión en circuito abierto es mayor que la variación de la intensidad de cortocircuito, por lo que el punto de máxima potencia disminuirá con la temperatura.

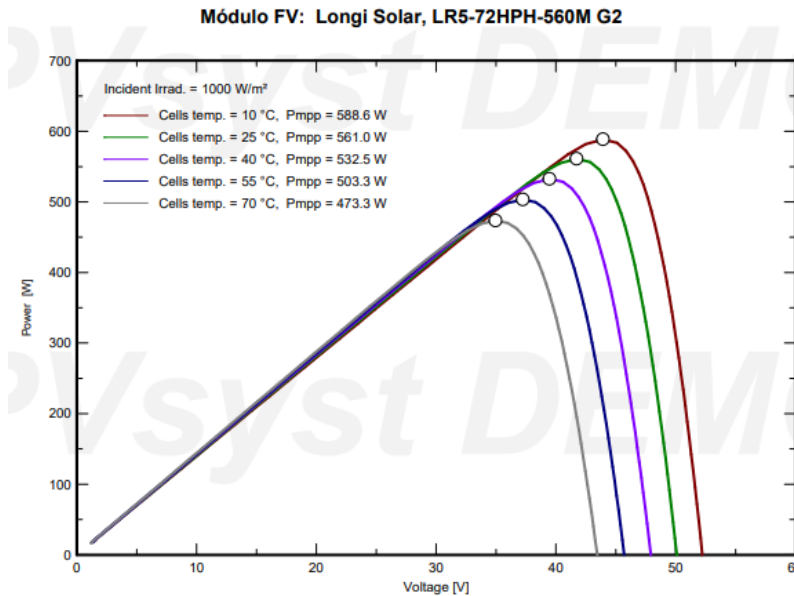
En las siguientes gráficas se pueden observar las variaciones de tensión, intensidad y potencia en una célula solar para distintos valores de temperatura en los paneles elegidos.

Ilustración 6. Curvas tensión-intensidad para distintos valores de temperatura



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Ilustración 7. Curvas potencia-tensión para distintos valores de temperatura



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

El rendimiento de la célula solar en función de la temperatura se puede expresar con la siguiente relación:

$$\eta_c = \eta_{ref} * [1 - \beta * (T_c - T_{ref})]$$

Tanto el rendimiento y la temperatura de referencia como el valor del coeficiente de temperatura (β) vienen dados por el fabricante. Conviene mencionar valores típicos de estos coeficientes en el mercado actual. Las células de silicio monocristalino tienen un valor promedio de $-0,38\%/^{\circ}\text{C}$ mientras que su valor aumenta a $-0,42\%/^{\circ}\text{C}$ en las células policristalinas debido a su mayor porcentaje de impurezas. No obstante, el coste de fabricación de células policristalinas es menor, por lo que hay casos en los que es más rentable utilizar este modelo.

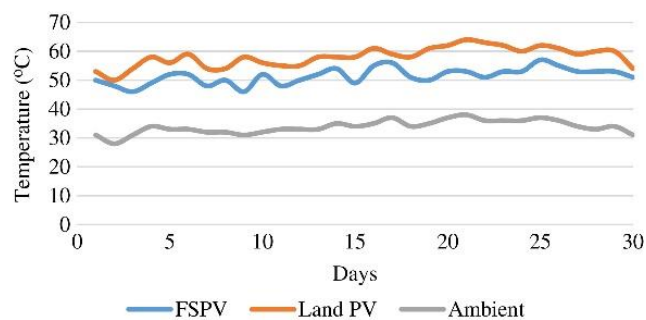
Este fenómeno es una de las razones por las que se recurre a la fotovoltaica flotante ya que la proximidad de estos sistemas al agua favorece los procesos de enfriamiento. Al contrario que en la solar terrestre, donde el calor queda atrapado bajo los paneles provocando un aumento de la temperatura, en la solar flotante la constante evaporación del agua contribuye a refrigerar los paneles y con ello a aumentar el rendimiento.

2.6 INFLUENCIA DE LA PROXIMIDAD DEL AGUA EN LA TEMPERATURA DE LA CÉLULA

El efecto de la proximidad del agua en la temperatura de la célula ha sido estudiado por Anik Goswami, Paromita Sadhu, Utpal Goswami y Pradip Kumar Sadhu²², que publicaron el resultado de sus trabajos en 2019.

La siguiente imagen muestra la evolución de la temperatura ambiente y de las células solares flotantes y terrestres durante un periodo de 30 días en la central térmica de Bakreswar.

Ilustración 8. Evolución de la temperatura ambiente y de las células solares y flotantes



Fuente: Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., Sadhu, PK., 2019²³

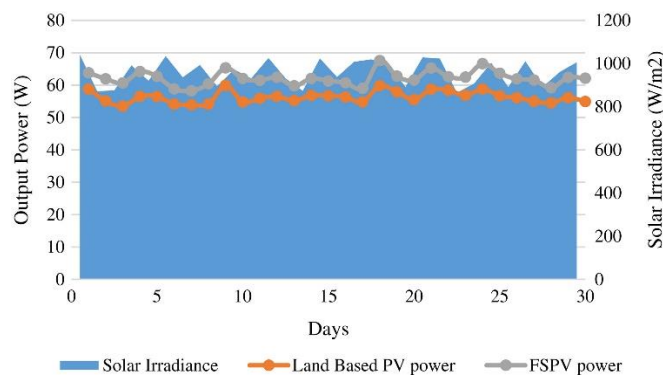
Se puede apreciar que la temperatura de las células flotantes tiene una media 12°C menor que la de las células terrestres. Esto se debe a que en los sistemas terrestres el calor queda atrapado por la tierra de debajo de los módulos mientras que en los sistemas flotantes el agua enfría los módulos.

²² Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., Sadhu, PK.: "Floating solar power plant for sustainable development: A techno-economic analysis", *Environmental Progress and Sustainable Energy*, 38:e13268, 2019. <https://doi.org/10.1002/ep.13268>. Última consulta, 1.6.2023.

²³ Ibid.

En la siguiente imagen se puede observar la consecuencia de dicha reducción de temperatura. El eje de las abscisas vuelve a representar el tiempo, pero en este caso el eje de las ordenadas representa la potencia de salida para un nivel dado de irradiación.

Ilustración 9. Potencia de salida en células terrestres y flotantes en función de la irradiación



Fuente: Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., Sadhu, PK. 2019²⁴

Conviene destacar que para un mismo nivel de irradiación la potencia de salida de las células flotantes es un 10,2% superior a la de las terrestres.

2.7 INADECUACIÓN DE LAS PLACAS SOLARES BIFACIALES

Las placas solares bifaciales permiten aprovechar la radiación solar por ambas caras de la placa, a diferencia de las monofaciales, que solo aprovechan la radiación incidente en la cara superior.

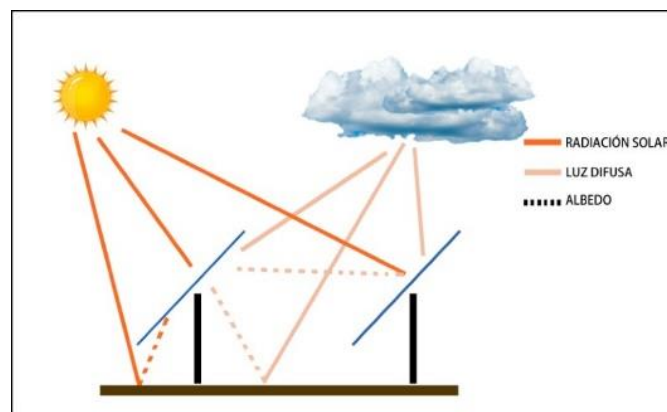
La radiación solar incidente en la cara inferior tiene dos componentes. La primera de ellas es la debida a la radiación difusa, que es la radiación que ha sido dispersada por la atmósfera.

²⁴ Ibid.

La segunda de ellas, y la más importante, es la debida al albedo, es decir, la radiación solar reflejada por la superficie en la que se encuentra el panel. El albedo es un valor adimensional comprendido entre el 0 y el 1. Como referencia se mencionará el albedo medio de la superficie terrestre, que toma el valor de 0,3 y el de la nieve, que toma el valor de 0,8.

En la siguiente imagen se puede observar cómo se aprovecha la radiación solar con los paneles bifaciales.

Ilustración 10. Aprovechamiento de la irradiación solar en paneles bifaciales



Fuente: Cambio energético²⁵

Como se puede observar en la imagen, es conveniente que inclinación de los paneles sea pronunciada para aprovechar mejor la energía solar aprovechada por la cara inferior. Es por ello por lo que la inclinación de estos paneles suele ser superior a la que tendrían unos paneles monofaciales situados en ese mismo lugar.

Pese a sus múltiples ventajas, los paneles bifaciales no se suelen utilizar en las instalaciones de solar flotante. Esto se debe a que el albedo del agua es muy bajo, especialmente en aquellos lugares en los que la profundidad es mayor a 1 metro. Por otra parte, la inclinación

²⁵ Cambio energético. Placas solares bifaciales. Disponible en:
<https://www.cambioenergetico.com/blog/placas-solares-bifaciales/> Último acceso: Junio 2023

de los paneles solares flotantes suele de ser cercana a los 10° para reducir las cargas que deben soportar las estructuras por la fuerza del viento, por lo que apenas hay radiación solar reflejada en la cara inferior de los paneles. Es por estas razones por las que se van a utilizar paneles monofaciales en vez de bifaciales en la instalación.

Conviene mencionar que en la actualidad hay instaladores que están valorando el uso de los módulos bifaciales, aunque debido a la configuración elegida solo se aproveche la radiación por una de las caras. Esto podría ser ventajoso porque los paneles bifaciales tienen mejores coeficientes de degradación que los monofaciales²⁶.

²⁶ David Zarco, jornada de formación en Powen, 23.6.2023.

Capítulo 3. DISEÑO DE LA INSTALACIÓN Y SIMULACIÓN CON PVSYS

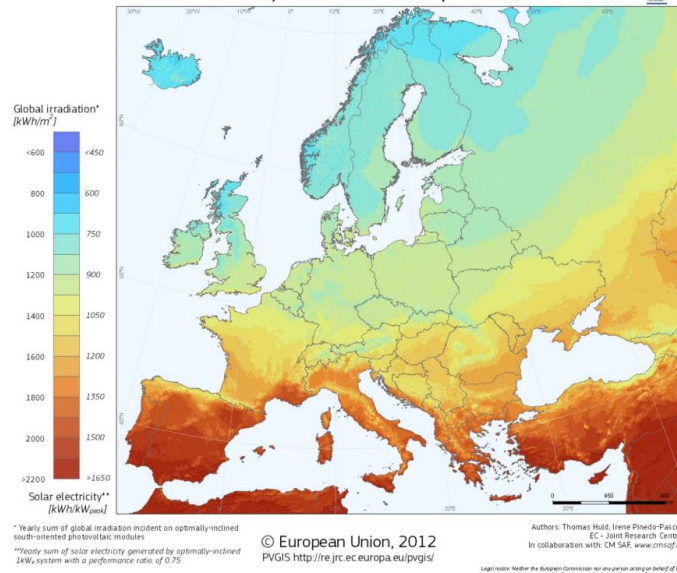
3.1 EMBALSE DE IZNÁJAR

Desde la primera década del siglo XXI ha habido un impulso importante de la energía solar en España, tanto que la generación fotovoltaica ha crecido de los 7900 GWh en 2018, a los 28000 GWh en 2022²⁷.

La Península Ibérica tiene un gran potencial en esta tecnología por sus altos niveles de irradiancia solar. Esto se puede observar en la siguiente imagen, que muestra el mapa de irradiación solar en Europa. En ella destacan los altos valores de irradiación solar en la península, especialmente en Andalucía y Extremadura, donde supera los 2000 *KWh/m²*.

²⁷ Red Eléctrica Española: *La eólica y la fotovoltaica baten récord de generación eléctrica en España en 2022*. 22.12.2022. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/12/la-eolica-y-fotovoltaica-baten-record-de-generacion-electrica-en-espana-en-2022> Último acceso 1.6.2023

Ilustración 11. Irradiancia solar en Europa



Fuente: European Commission, 2018²⁸

Gracias a los altos niveles de irradiancia y a sus más de 700 masas de agua dulce²⁹, sin contar con las masas pequeñas tales como las charcas de regadío, España tiene un gran potencial en la fotovoltaica flotante. Los estudios afirman que con cubrir tan solo un 10% de las superficies de las masas de agua, España podría abastecer el 31% de la demanda energética con la fotovoltaica flotante. Con ello se reduciría el uso de fuentes de energía no renovables un 81% y las emisiones de gases de efecto invernadero un 6%³⁰.

²⁸ European Commission, Joint Research Centre, *Photovoltaic solar electricity potential in European countries*, Publications Office, 2018. Disponible en: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b8addb45-f84a-11e8-9982-01aa75ed71a1/language-en> Último acceso 1.6.2023.

²⁹ Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/agua/masas-de-agua-phc-2015-2021.aspx> Último acceso 1.6.2023.

³⁰ López, M., Soto, F. y Hernández, Z.A.: “Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain”, *Journal of Cleaner Production*, 340, 2022. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652622003912> . Último acceso: 13.02.2023.

El embalse de Iznájar está situado entre las provincias de Córdoba, Málaga y Granada. Este embalse, que es el mayor pantano de Andalucía, pertenece a la confederación hidrográfica del Guadalquivir y vierte su caudal al río Genil, principal afluente del Guadalquivir.

La presa se construyó para terminar con las graves inundaciones que asolaban periódicamente el valle del Guadalquivir y la propia Sevilla, así como regar extensas zonas, especialmente en los Llanos de Carmona y el Bajo Guadalquivir³¹. La presa es del tipo gravedad, de 121,6 metros de altura, con una capacidad de aliviadero de 7500m³/s, embalse de 1067000m³. El proyecto fue dirigido por Enrique Becerril Antón-Miralles y se terminó el 3 de junio de 1969.

Ilustración 12. Presa de Iznájar



Fuente: *El Mundo*. 2.12.2020

³¹ Becerril Bustamante, J.A.: *Enrique Becerril Antón-Miralles. Vida de un ingeniero*, Ed. Encuentro, Madrid, 2017.

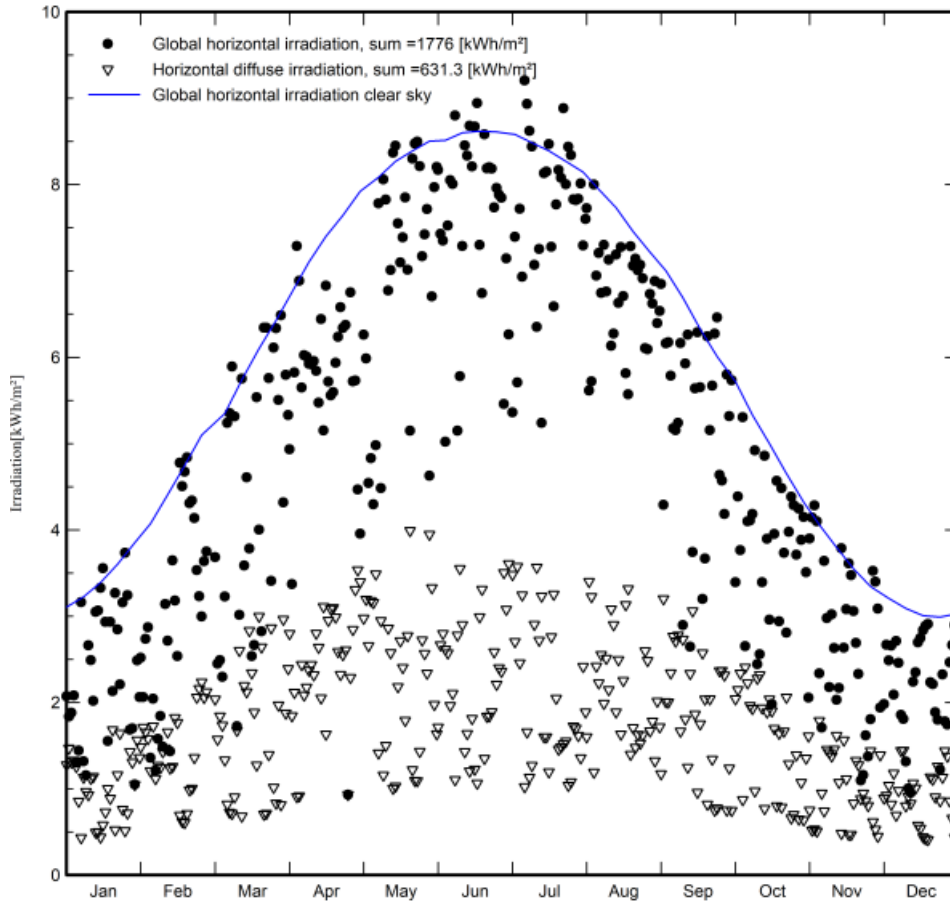
Se ha utilizado la base de datos Meteonorm 8.1 para obtener los parámetros meteorológicos relevantes. Conviene mencionar la importancia de elegir una base de datos fiable ya que tendrá una influencia notable en la producción esperada. En este caso se valoraron dos opciones, Meteonorm 8,1 y PVGIS, que es una herramienta elaborada por la Comisión Europea que proporciona información sobre el potencial fotovoltaico de distintas ubicaciones. Se eligió Meteonorm 8,1 porque es más conservadora en sus predicciones. A continuación, se pueden observar los datos meteorológicos utilizados.

Ilustración 13. Promedio mensual esperado de los parámetros meteorológicos más relevantes

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
Horizontal global	73.4	85.1	137.7	169.4	215.0	227.4	236.9	208.6	157.0	115.6	82.8	67.2	1776.1	kWh/m ²
Horizontal diffuse	31.5	40.2	52.4	73.1	72.3	68.1	64.2	66.9	56.5	48.0	29.6	28.6	631.4	kWh/m ²
Extraterrestrial	146.8	174.4	248.2	295.3	343.3	347.4	351.9	321.5	262.3	212.6	154.3	133.5	2991.4	kWh/m ²
Clearness Index	0.500	0.488	0.555	0.574	0.626	0.655	0.673	0.649	0.599	0.544	0.537	0.503	0.594	ratio
Ambient Temper.	6.3	8.0	11.3	14.1	18.6	23.8	26.8	26.4	21.4	16.7	10.0	7.0	15.9	°C
Wind Velocity	1.3	1.8	2.0	2.2	2.2	2.3	2.2	2.0	1.6	1.4	1.4	1.3	1.8	m/s

Fuente: Elaboración propia con PVsyst a partir de los datos de Meteonorm 8.1

Ilustración 14. Irradiación prevista en el embalse de Iznájar



Fuente: Elaboración propia con PVsyst a partir de los datos de Meteonorm 8.1

3.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.2.1 POTENCIA DE LA PLANTA, SISTEMA DE FLOTACIÓN, PANELES E INVERSOR

En este trabajo se ha optado por una instalación de dimensión limitada. Por otra parte, conviene tener en cuenta que debe resultar sencillo ampliar la planta en caso de que sea necesario, sin que haga falta modificarla de forma notable. Se ha elegido una potencia de 100kWp.

Debido a su sencillez, se ha elegido el sistema de flotación Hydrelío aiR 1280 12°, diseñado por el líder mundial en la instalación de placas solares flotantes Ciel et Terre. Se ha optado por este sistema en lugar del clásico de Hydrelío, para permitir el flujo de aire en la cara anterior de los paneles y con ello mejorar la refrigeración. La principal ventaja de este sistema es su ligereza y facilidad de montaje. Por otra parte, este sistema se caracteriza por su amplia flexibilidad. Resulta muy sencillo ampliar la planta, solo se deben añadir más paneles fotovoltaicos a la malla existente de flotadores.

El flotador se fabrica con polietileno de alta densidad (HDPE), cuyo precio no es elevado. No obstante, las ventajas principales de este polímero son su resistencia a la corrosión y su inocuidad, que permiten su instalación en aguas cuya agua vaya a ser bebida y aseguran una vida útil de más de 30 años³².

En las siguientes imágenes se puede observar el esquema del sistema de flotación que se va a utilizar:

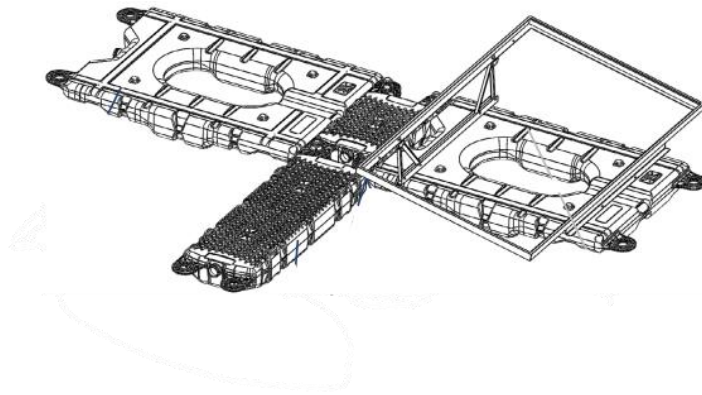
³² Catálogo de la empresa Ciel et Terre. Hydrelío Technology Catalog, 2020. Disponible en: https://img1.wsimg.com/blobby/go/387e79f8-d205-493d-a495-69d9effe5d5c/downloads/C_T%20Catalog%20Hydrelío%C2%AE%20Technology%20%282020-11%29.pdf?ver=1620323135226 Último acceso 1.6.2023.

Ilustración 15. Flotador principal con la estructura de sujeción



Fuente: Catálogo Hydrelío Technology, 2020

Ilustración 16. Unión de flotadores principales mediante flotadores secundarios



Fuente: Catálogo Hydrelío Technology, 2020

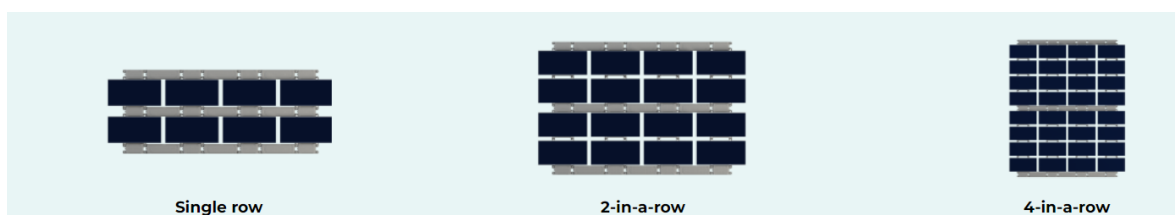
Como se puede observar en la imagen, este sistema tiene un flotador principal en el que se pueden instalar paneles de 60 o 72 células y cuya inclinación es de 12°. Los flotadores secundarios tienen una doble función, aumentan la flotabilidad del sistema y forman una pasarela por la que se puede andar, lo que facilita las labores de mantenimiento.

Pese a que la planta esté situada en un embalse y por ello no haya mareas fuertes u oleaje, el sistema de flotación está diseñado para soportar condiciones meteorológicas adversas. Según las especificaciones del fabricante, el sistema es capaz de aguantar olas de hasta 2 metros, vientos de hasta 210 Km/h y temperaturas entre los -10°C y los 50°C ³³.

Con el sistema de flotación elegido se pueden utilizar paneles de 60 o 72 células. Se han elegido los paneles de 72 células porque tienen más potencia y porque su mayor superficie no es un problema ya que prácticamente no hay limitaciones de espacio.

Se han elegido los paneles de LONGI por su alta calidad. Como ya se ha explicado, se van a utilizar paneles monofaciales en vez de bifaciales. Por otra parte, se van a elegir los paneles monocristalinos frente a los policristalinos, por el mayor rendimiento que tienen los primeros respecto a los segundos gracias a su menor coeficiente de temperatura. Este incremento de rendimiento compensa el mayor precio de esta tecnología. LONGI ofrece un amplio catálogo de productos que cumple con estos requisitos, por lo que se han elegido los paneles con más potencia ya que tienen más eficiencia en la conversión de energía. Es por todas estas consideraciones por lo que se ha elegido el modelo LR5-72HPH-560M G2 de LONGI.

Ilustración 17. Posibles configuraciones de los flotadores



Fuente: Catálogo Hydrelío Technology, 2020

³³ Ibid.

A la hora de elegir la configuración de los flotadores se debe optar entre priorizar la facilidad de las labores de mantenimiento y minimizar la superficie de la instalación. En este caso no hay limitaciones en la superficie de la instalación. Sin embargo, el uso de un flotador secundario por cada panel aumentaría los costes de la instalación por el mayor número de flotadores que habría que utilizar. Por lo tanto, se va a elegir la configuración “2-in-a-row”.

El modelo de inversor escogido ha sido el SUN2000-100KTL-M1-400Vac de Huawei. Se ha elegido Huawei por la alta calidad de sus inversores y en concreto, este modelo, porque tiene una potencia de 100KW, por lo que no hará falta instalar más de un inversor. Si se hubiese elegido un inversor con una potencia inferior el número de inversores necesario sería mayor y por ello también el precio total. Esta opción habría sido interesante si la planta estuviese en una zona con sombreados, ya que un mayor número de inversores permitiría utilizar el uso de más cadenas y con ello reducir las pérdidas por sombras y así aumentar el rendimiento.

Con la configuración “2-in-a-row” y los flotadores y paneles elegidos, la instalación medirá 14,1 metros de ancho y 45 de largo, por lo que la superficie de la instalación será de 634,5 m². Conviene mencionar que se añadirá una columna de flotadores principales sin módulo a cada lado de la instalación para aumentar la flotabilidad del sistema.

3.2.2 ANCLAJES

Para anclar el sistema se utilizará un sistema híbrido en el que se instalarán anclajes fijos entre la cara oeste y la orilla, y anclajes al fondo en el resto de las caras. A la hora de diseñar la longitud de la cuerda de los anclajes se prestará especial atención a las variaciones del nivel del agua. Para facilitar este aspecto de la instalación se utilizará una orientación de 10°, ya que las pérdidas respecto a la orientación sur son despreciables y se simplifica la instalación.

A modo de ejemplo se mencionará la planta fotovoltaica flotante de Saha Park, en Tailandia, en la que el Ciel et Terre diseñó un sistema de anclaje híbrido, similar al utilizado en esta planta³⁴.

3.2.3 CABLEADO

En la instalación se necesita cableado de corriente continua entre los módulos y el inversor, y de corriente alterna entre el inversor y el punto de conexión a red.

El cableado de corriente continua elegido es de cobre, con un grosor de 6 mm^2 y con aislamiento ZZ-F 1,5/1,8 KV, que cumple con las consideraciones del reglamento electrotécnico de baja tensión.

El cableado de la línea de alterna en baja tensión será unipolar de cobre, con una sección de 185 mm^2 y aislamiento XLPE 0,6/1 KV.

Para la elección del cableado se ha tenido en cuenta el punto 5.5.2 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, PCT-C del IDEA, que estipula que el conductor utilizado debe ser el cobre y las caídas de tensión no deben ser superiores al 1,5%. También se ha seguido el criterio de la UNE 21123, que establece que el cableado debe ser de doble aislamiento y adecuado para instalaciones interiores o exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados³⁵. Por otra parte, se han seguido las especificaciones de la ITC-BT_40 del

³⁴ Ciel et Terre. Disponible en: <https://ciel-et-terre.net/solutions/products/> Último acceso 1.6. 2023

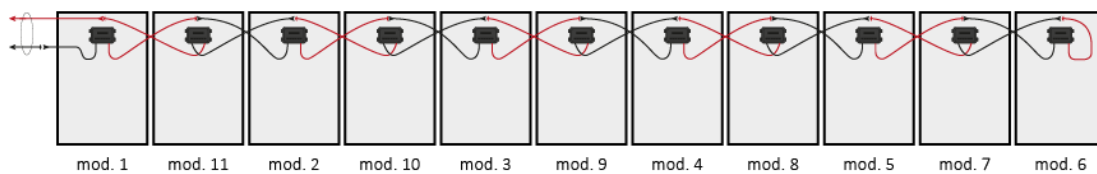
³⁵ POWEN. Memoria técnica de la instalación en la finca La Veguilla, Polígono 37, Parcela 8, en El Carpio de Tajo, provincia de Toledo. 2022.

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión³⁶, según las cuales el cableado debe estar sobredimensionado para una intensidad superior al 125% de la intensidad del generador.

El cableado de alterna en media tensión será unipolar de cobre con sección 70 mm² y aislamiento XLPE 12/20 KV y revestimiento exterior de PVC.

Para reducir la cantidad de cableado utilizado se conectarán los módulos en “salto de rana”, es decir, se conectarán los paneles saltando el panel solar contiguo. La siguiente imagen muestra cómo se conectan los paneles con esta técnica.

Ilustración 18. Conexión de módulos en "salto de rana"



Fuente: Autosolar, 2023³⁷.

3.2.4 PROTECCIONES

Se instalarán las siguientes protecciones:

En primer lugar, se instalarán protecciones frente a contactos indirectos en la zona de corriente continua. Las partes metálicas de los cuadros eléctricos estarán hechas de plástico con grado de estanquidad IP65 o, en el caso de ser metálicas, estarán puestas a tierra. El

³⁶ Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Boletín Oficial del Estado núm. 224, de 18/9/ 2002.

³⁷ Disponible en: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/conexion-salto-de-rana-en-paneles-solares>. Última consulta, junio 2023.

inversor tendrá un detector de fallo de aislamiento con el fin de para su funcionamiento en caso de que haya una derivación a tierra.

En segundo lugar, se instalarán protecciones para proteger a los equipos de sobreintensidades. Los paneles se protegerán con las protecciones internas en el lado de continua del inversor o con fusibles de corriente continua y tensión 1500Vdc.

En tercer lugar, el inversor tendrá protecciones frente a contactos indirectos en los lados de alterna y continua. El circuito de alterna contará con las mismas protecciones frente a contactos indirectos que el de continua, es decir, las partes metálicas de los cuadros tendrán una derivación a tierra o estarán hechas de plástico con grado de estanqueidad IP65.

En cuarto lugar, como protección frente a sobreintensidades en el lado de alterna se instalarán magnetotérmicos con los niveles de sensibilidad adecuados.

Se instalará una caja de fusibles de corriente continua antes de la entrada al inversor.

De acuerdo con las normas EN 61643-11 e IEC 61643-1, el inversor incluirá descargadores de tensión, tanto para la zona de continua como la de la alterna. Los dispositivos que protegen de sobreintensidades cumplen con la regulación de la ITC – BT – 22.

Conviene mencionar que los inversores tienen protecciones para evitar sobreintensidades. Si se detecta que la intensidad es superior a la admisible el inversor puede desplazar el punto de funcionamiento de los paneles solares para que dejen de trabajar a máxima potencia y con ello reduzcan la intensidad de salida.

Las protecciones de corriente alterna en el lado de baja tensión serán las siguientes:

- Interruptor automático 4x160 A para el inversor.
- Interruptor automático 4x160 A para transformador elevador.
- Relé de máxima y mínima tensión incluido en el inversor.
- Relé de máxima y mínima frecuencia incluido en el inversor.

Por otra parte, se deben instalar protecciones de media tensión entre la salida del transformador y el punto de conexión a red. Se instalará una celda de línea, una celda de protección del transformador y una celda de protección con fusible.

3.2.5 PUESTA A TIERRA

Según la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión se deben realizar puestas a tierra que garanticen que las tensiones que pueda haber en las masas metálicas sean inferiores a las establecidas en la ITC-BT-18. También deben permitir el paso a tierra de corrientes de descarga atmosféricas y de defecto.

La puesta a tierra consistirá en la conexión de distintos elementos con electrodos enterrados en el suelo. El conductor que une estos elementos con la tierra debe ser el cobre y su sección debe ser superior a los 16 mm^2 . Todas las masas estarán conectadas a la misma tierra. La puesta a tierra de las masas metálicas de la zona de continua se realizará mediante la unión de los marcos metálicos de los módulos a sus soportes.

3.2.6 CONEXIÓN A RED

Como ya se ha mencionado, en los últimos años se ha producido un crecimiento importante de las energías renovables. No obstante, la red de transporte no ha crecido en la misma medida, por lo que en la actualidad hay lugares en los que la red está saturada. Las previsiones del último modelo de REE son considerablemente inferiores a la capacidad

prevista. Las predicciones estiman que se instalarán 16,6 GWh de energía renovable para 2026 y los proyectos aprobados ascienden a más de 60 GWh³⁸.

En este contexto, resulta útil la proximidad de la central hidroeléctrica de Iznájar. Se va a conectar la instalación a la subestación de media tensión de la central hidroeléctrica mediante un transformador elevador con el objetivo de evitar los problemas de conexión.

3.2.7 VENTA DE LA ENERGÍA

Para vender la energía se va a recurrir a un *Power Purchase Agreement* (PPA). Los PPA son contratos de compraventa de energía a largo plazo entre un consumidor y un productor. Estos contratos tienen ventajas notables en el ámbito de la energía renovable frente a los modelos tradicionales, que han hecho que se utilicen cada vez con más frecuencia en el mercado eléctrico internacional, especialmente en Europa, donde España se sitúa como líder. A modo de ejemplo se mencionará que en 2022 se firmaron en España contratos por un valor superior a los 3,8 GW y que el precio medio de venta de 40,9 €/MWh fue el menor de todo Europa.

Este tipo de contrato resulta muy atractivo para las empresas porque supone una forma sencilla de garantizar un precio constante de energía renovable durante un periodo de tiempo. Por otra parte, también permite minimizar los riesgos financieros de las empresas que desarrollan los proyectos energéticos.

Hay varias estructuras de PPA que pueden resultar interesantes para esta instalación. La primera de ellas es la de autoconsumo, en la que se debe instalar una línea eléctrica entre la planta y el consumidor. Esta opción podría ser interesante si se pretendiese vender la energía a la central hidroeléctrica del embalse de Iznájar. No obstante, según este modelo la potencia

³⁸ Aurora Energy Research. Los problemas en la gestión de la red eléctrica generan un coste adicional a los consumidores en España. Disponible en: <https://auroraer.com/media/los-problemas-en-la-gestion-de-la-red-electrica-generan-un-coste-adicional-a-los-consumidores-en-espana/> Último acceso 1.6.2023.

instalada debe ser inferior a la contratada por la central a la comercializadora. Esta circunstancia podría limitar la expansión de la instalación flotante, por lo que se van a estudiar otras alternativas.

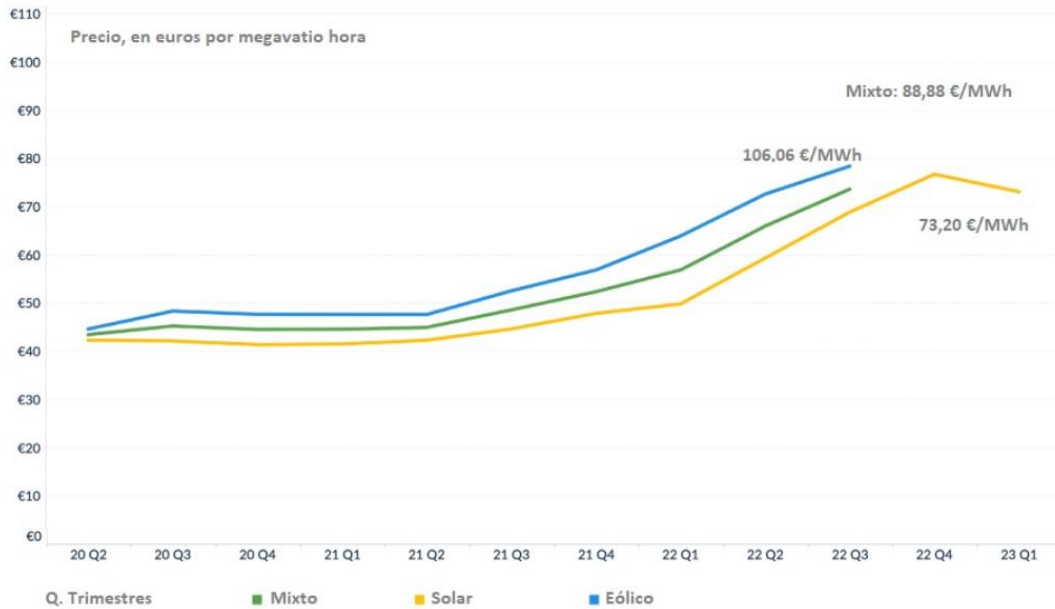
En segundo lugar, la opción del *powershare* permite a distintos consumidores invertir en acciones energéticas en función de su consumo. La energía es facturada por la comercializadora y se garantiza que la inversión sea devuelta.

La tercera estructura, que es la más atractiva para este caso, es la de auto suministro. En este modelo, en el que no hay límite en la potencia instalada, se puede instalar la planta en cualquier punto del Estado.

Dentro de las PPA de auto suministro se va a elegir el modelo que actúa a través de una comercializadora. En este modelo el productor de energía actúa como una Empresa de Servicios Energéticos. El productor acordará un precio de venta y una cantidad de energía con el consumidor y la comercializadora se encargará de distribuirla. En el caso en el que la energía producida sea inferior a la contratada, el productor le comprará la energía a la comercializadora. Si, al contrario, la energía generada es superior a la pactada, la comercializadora venderá la energía y pagará al productor por un precio inferior al de pool.

Para encontrar un precio de venta adecuado se ha estudiado su evolución en los últimos años en España.

Ilustración 19. Precio venta PPA en España



Fuente: LevelTen, 2023

Como se puede observar en la gráfica del análisis de LevelTen sobre los precios de los PPA, en 2022 hay un claro aumento del precio. Esto se debe principalmente a la guerra de Ucrania, que ha desestabilizado el mercado energético europeo. Es por ello por lo que no se han considerado representativos los precios de 2022. Asimismo, tampoco se han utilizado los precios anteriores a 2022, ya que el mercado energético ha cambiado de forma considerable desde entonces. Debido a estas razones se va a utilizar el precio de venta de finales del primer trimestre de 2023, es decir, 73,2 €/MWh.

La energía se venderá durante un periodo de 25 años a una empresa con una buena calidad crediticia, ya que se pretende minimizar el riesgo con el fin de obtener mejores condiciones en el préstamo financiero. Se pactará la venta de 166 MWh anuales, pero se tendrá en cuenta el envejecimiento de los paneles, es decir, la energía pactada del primer año será distinta a la del último año. El objetivo de esto es tratar de vender la totalidad de la energía producida sin que se produzcan pérdidas por no producir la energía acordada. En caso de no producir

la energía contratada, esta se comprará a la comercializadora. Si, al contrario, la energía producida es mayor a la acordada, esta se venderá a la comercializadora a un precio inferior al del pool.

La energía generada se medirá con una celda de medida en media tensión. Pese a tener un precio mayor que el de un vatímetro de baja tensión, se ha considerado que la correcta medida de la energía exportada es de especial relevancia en un PPA. Es por ello por lo que se medirán los consumos en el punto de conexión a red, donde las pérdidas restantes del sistema son ínfimas.

3.2.8 ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD LABORAL

Un proyecto de esta naturaleza requiere un Estudio Básico de Seguridad y Salud laboral. Así lo exige el Real Decreto 1627/1887 de 24 de octubre, que establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras. Dicho texto ha sido objeto de varias modificaciones, la última de cuales tuvo lugar el 23 de marzo de 2010.

Es importante mencionar que la norma procede a la transposición al Derecho español de la directiva de la Unión Europea 92/57/CEE sobre seguridad y salud en lugares de trabajo. Además, España ha ratificado varios convenios de la Organización Internacional de Trabajo sobre esta materia, como por ejemplo el Convenio 155 de la OIT relativo a la seguridad y salud de los trabajadores, de 22 de junio de 1981, y el Convenio 62 de la OIT, de 23 de junio de 1937, relativo a la seguridad en la industria de la edificación.

El Real Decreto regula los procedimientos que deben establecerse, así como los equipos y medios necesarios. A diferencia de la normativa anterior, este Real Decreto es de aplicación a cualquier obra, pública o privada, en la que se realicen trabajos de construcción o ingeniería civil.

El Estudio de Seguridad y Salud será de aplicación desde la fecha en la que sea visado el proyecto base de ejecución, para todo el personal de la empresa constructora y también para el personal dependiente de otras empresas subcontratadas y para los trabajadores autónomos.

Uno de los elementos importantes del Real Decreto consiste en la figura del coordinador en materia de seguridad y salud, que ejercerá su función tanto durante la elaboración del proyecto de obra como durante la ejecución. Su designación está regulada en el artículo 3.

El Real Decreto dispone en su artículo 5 que el estudio contendrá, como mínimo, los siguientes documentos:

- a) Memoria descriptiva de los procedimientos, equipos y medios que vayan a utilizarse. Se identificarán los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas para ello, así como los riesgos que no puedan eliminarse, especificando en este caso qué las medidas pueden contribuir a controlar esos riesgos.
- b) Pliego de condiciones particulares en el que se tendrán en cuenta las normas aplicables a las especificaciones técnicas propias de la obra y a las características de las máquinas, útiles, herramientas, sistemas y equipos.
- c) Planos con los gráficos y esquemas para la definición y comprensión de las medidas preventivas.
- d) Mediciones de todas aquellas unidades o elementos de seguridad y salud en el trabajo proyectados.
- e) Presupuesto que cuantifique los gastos previstos para la aplicación y la ejecución del estudio de seguridad y salud.

Dado que la ejecución de la obra va a ser subcontratada, el desarrollo del Estudio Básico de Seguridad y Salud laboral corresponderá a la empresa adjudicataria.

3.3 SIMULACIÓN CON PVSYST

3.3.1 DATOS METEOROLÓGICOS Y GEOGRÁFICOS

Para realizar la simulación de la producción es necesario conocer información histórica sobre diferentes parámetros meteorológicos como la irradiancia, la temperatura o la velocidad del viento, que son de especial relevancia en las centrales fotovoltaicas.

Para ello Pvsyst ofrece distintas bases de datos meteorológicas, entre las que se eligió la base de datos Meteonorm 8.1 debido a la alta precisión con la que combina los datos de sus múltiples satélites geoestacionarios y estaciones meteorológicas. En el apartado en el que se estudia el embalse de Iznájar se encuentran los valores estimados por Meteonorm 8.1 sobre la evolución anual de los parámetros meteorológicos más relevantes. En este apartado se mostrarán los valores de irradiancia en el plano de colector, que representan el conjunto de datos más relevante en una instalación fotovoltaica.

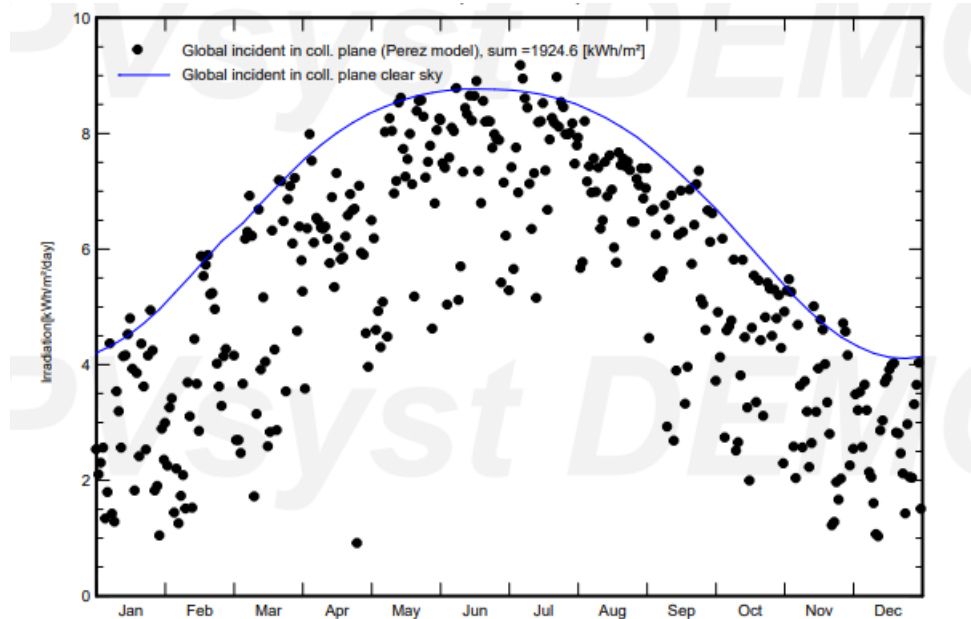
En este trabajo se utilizó el modelo de transposición Pérez para cambiar la radiación solar del plano horizontal al plano inclinado. En este modelo se divide la superficie celeste en tres regiones.

La primera de ellas, la región circunsolar, se considera como una fuente de radiación puntual y hace referencia al área angular alrededor del sol que más influye en la radiación directa.

La segunda de ellas es la banda del horizonte, que representa a la radiación difusa provocada por la incidencia de la luz en la atmósfera y otros elementos como polución o nubes.

La tercera de ellas es la banda del horizonte, que cuantifica la influencia del horizonte, generalmente debido a la reflexión o refracción de la luz en la atmósfera y el suelo circundante.³⁹

Ilustración 20. Resultado del modelo de transposición Pérez a partir de los datos meteorológicos de Meteonorm 8.1



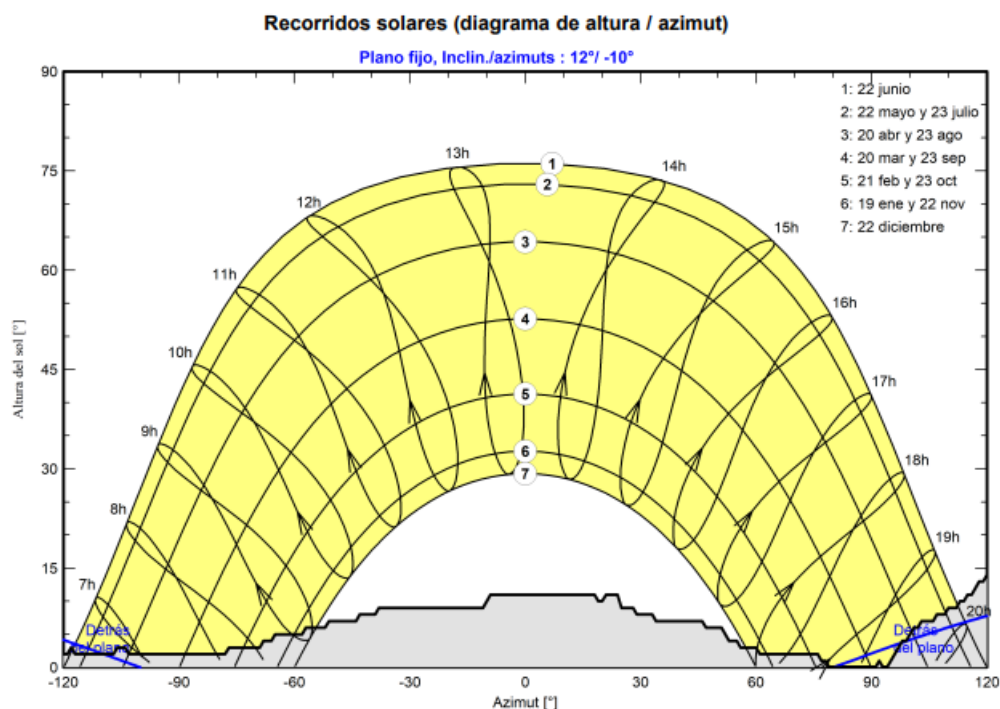
Fuente: Elaboración propia con PVSyst a partir de datos Meteonorm 8.1.

También se ha utilizado la base de datos Meteonorm 8.1 para importar el horizonte geográfico. Esta opción es de especial relevancia en instalaciones situadas en zonas montañosas, como es el embalse de Iznájar.

³⁹ Piccioli, I., Laguarda, A. y Abal, G.: "Transporte de irradiación global horizontal a una superficie inclinada: efecto de la separación directa-difusa", *Anales del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, 2018.

Esta función importa el horizonte geográfico de la base de datos elegida y lo tiene en cuenta para el cálculo de sombras lejanas. En esta instalación estas sombras resultan de mayor relevancia que las cercanas, ya que no hay elementos cercanos que puedan provocar sombreados cercanos salvo los propios paneles, cuyas sombras serán escasas debido a su ligera inclinación.

Ilustración 21. Horizonte y recorridos solares en el embalse de Iznájar



Fuente: Elaboración propia con PVsyst a partir de datos Meteonorm 8.1.

3.3.2 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

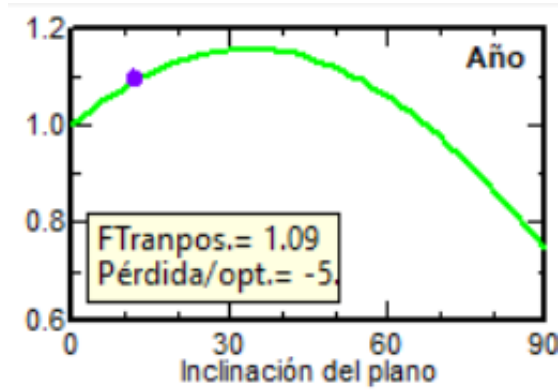
Las placas solares estáticas se orientan hacia el sur en el hemisferio norte con el objetivo de maximizar la radiación incidente en el panel cuando la irradiancia es más alta. Cuando las placas están orientadas hacia el sur se dice que el azimut es nulo. En este caso se va a utilizar

una orientación de 10° para facilitar el anclaje de la cara oeste del sistema flotante a la orilla. Sin embargo, como se puede observar en la siguiente ilustración, el impacto del uso de esta orientación frente a una orientación sur es despreciable.

La inclinación óptima, que toma un valor cercano a los 30° en España, depende de la latitud del lugar. Sin embargo, en el caso de la fotovoltaica flotante se suelen utilizar inclinaciones fijas cercanas a los 10° . En este caso los paneles se situarán de forma coplanar a los flotadores, que tienen una inclinación de 12° . Según el PVSyst la diferencia entre la ganancia respecto al plano horizontal es un 5,6% menor que la obtenida con la configuración óptima.

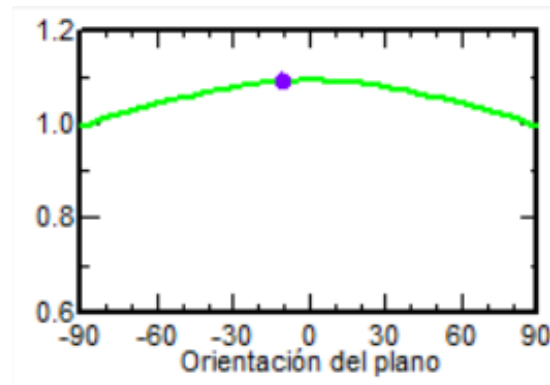
En las siguientes curvas se pueden observar las pérdidas y ganancias de rendimiento para distintas orientaciones e inclinaciones.

Ilustración 22. Influencia de la inclinación en el rendimiento



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Ilustración 23. Influencia de la orientación en el rendimiento



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

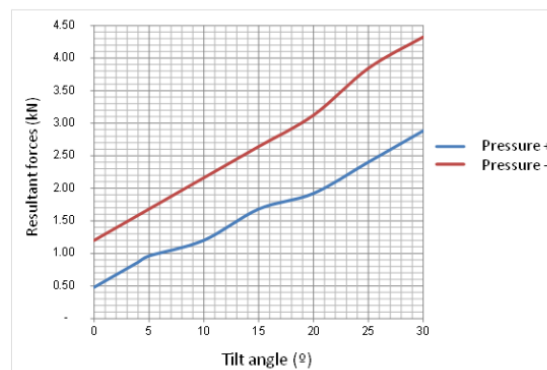
Las ventajas del uso de inclinaciones bajas las estudiaron los profesores Ferrán Gozávez y otros, con la ayuda de Pons Puig, director de ingeniería y desarrollo de ISIGENERE⁴⁰.

⁴⁰ Ferrán Gozávez, J.J, Ferrer Gisbert, C.M, y otros: “A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs”, *Selected Proceedings from the 16th International Congress on Project Engineering*, Valencia, 11-13 Julio 2012. Disponible en: <https://agrisolarclearinghouse.org/wp-content/uploads/info-library/agrisolar-info/aquavoltaics/Covering-Reservoirs-with-a-System-of-Floating-Panels.pdf> Último acceso 1.6.2023.

La principal razón por la que se usan inclinaciones bajas en la fotovoltaica flotante es la carga que debe soportar la estructura por la fuerza del viento. La carga que deben soportar las estructuras fotovoltaicas debido a las fuerzas de viento son un parámetro muy importante en el diseño de las instalaciones. Estas cargas causan muchos problemas en las plantas terrestres, donde los anclajes son más seguros y fáciles de instalar, por lo que en fotovoltaica flotante se suele recurrir a inclinaciones bajas para reducir las cargas.

La siguiente gráfica muestra la carga debida a la fuerza del viento que debe soportar la estructura en función de la inclinación.

Ilustración 24. Cargas del viento en función de la inclinación del panel



Fuente: Ferrán Gozávez, J.J, Ferrer Gisbert, C.M, y otros, 2012⁴¹.

No obstante, las ventajas de esta inclinación no se limitan a la reducción de cargas. El uso de esta inclinación permite aumentar el número de paneles por unidad de área y con ello la potencia generada por m^2 . Esto no puede hacerse con inclinaciones mayores porque el sombreado causado por los paneles entre ellos sería demasiado alto. Asimismo, la mayor

⁴¹ Ibid.

concentración de paneles permite cubrir con mayor eficiencia la superficie y con ello disminuir notablemente la evaporación.

Los paneles se van a instalar en horizontal para reducir los efectos de los sombreados lejanos. Las células de los paneles están unidas en tres o seis cadenas por lo que la intensidad de cada cadena es la de la célula que funciona a menor rendimiento. Si los paneles se sitúan en vertical, cuando se ven afectados por un sombreado la producción del panel es nula ya que ese sombreado afecta a una célula de cada string, es decir, habrá una célula en cada cadena en la que la producción sea nula. Si al contrario se posicionan en horizontal, el sombreado afectará a todas las células de un mismo string por lo que solo se perderá una tercera parte de la producción.

Sin embargo, con los módulos que se han elegido, la colocación en horizontal o vertical es indiferente, ya que se utiliza la tecnología de media célula⁴².

3.3.3 ASOCIACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En este apartado se va a elegir la distribución de los módulos fotovoltaicos. Para ello se tendrán en cuenta los límites de tensión e intensidad del inversor.

El número mínimo de módulos en serie se define a partir de la tensión de arranque del inversor, en este caso 200V, mientras que el número máximo de módulos que se pueden poner en serie se define a partir de la tensión máxima del inversor, que en este caso es de 1100V. Para realizar los cálculos se usa la tensión máxima de los módulos, es decir, la de vacío. Por otra parte, el número máximo de cadenas está limitado por la intensidad máxima del inversor, que en este caso es 160,4 A.

⁴² David Zarco, Jornada de formación en Powen, 23.6.2023.

A partir de estas consideraciones se eligió una configuración de 10 cadenas con 18 módulos por cadena.

Con la distribución de módulos elegida se cumple con la condición de límite inferior de tensión. Para comprobarlo se ha calculado el voltaje mínimo por cadena, que ocurre con una temperatura aproximada de 70°C. Para calcular la tensión de los módulos a esta temperatura se ha utilizado el coeficiente de pérdidas de tensión por temperatura, que es $-0,265\%/^{\circ}\text{C}$. Con este coeficiente se ha obtenido una tensión mínima de 760,5V, superior a la tensión mínima del inversor. Por otra parte, la tensión máxima, que toma un valor de 760,5V a -10°C , es inferior a la tensión máxima del inversor. Es por todo ello que queda comprobado que el inversor trabaja en su rango de máxima potencia.

También se ha comprobado que la corriente máxima de cortocircuito de entrada al inversor sea inferior a la corriente máxima de entrada al inversor por MPPT. La corriente máxima, que ocurre a una temperatura de trabajo de 70°C, es de 14,425A, inferior al máximo de 26A admisible por cada entrada de MPPT.

3.3.4 COEFICIENTES DE TEMPERATURA

El PVSyst no cuenta con una opción que modele los sistemas fotovoltaicos como si fuesen flotantes, por lo que para poder realizar la simulación hubo que modificar distintos parámetros. La diferencia principal entre los sistemas fotovoltaicos flotantes y terrestres está en el enfriamiento de los paneles causado por el agua.

Para estudiar este análisis de forma cuantitativa se recurrió al estudio publicado en la revista Applied Energy⁴³ sobre los coeficientes de temperatura en la fotovoltaica flotante.

El objetivo de este estudio es encontrar valores de los coeficientes de temperatura que utiliza Pvsyst para modelar el comportamiento de las células y con ello simular el comportamiento de las placas solares flotantes. El estudio se hizo a partir de datos experimentales obtenidos a distintas latitudes con el fin de poder aplicar los resultados en un área geográfica amplia. Los valores obtenidos fueron $U_0 = 31,92$ y $U_1 = 1,5$, donde U_0 y U_1 hacen referencia a los factores de pérdidas constante y del viento respectivamente. Como se indicó previamente, al analizar el estado de la cuestión, la doctrina académica aún no ha llegado a un consenso sobre esta cuestión.

⁴³ Marco Tina, G., Bontempo Scavo, F., Merlo, L., Bizzarri, F.: “Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants”, Applied Energy, 281, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116084> . Último acceso 1.6.2023.

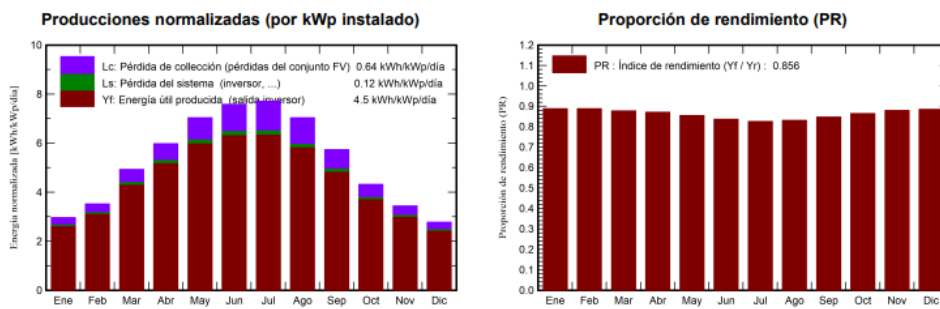
Capítulo 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN

Con las herramientas del PVSyst se ha podido realizar una simulación de la producción esperada de la planta. En la siguiente imagen se pueden observar los resultados obtenidos.

Ilustración 25. Resultados de producción

Energía producida 165741 kWh/año Producción específica 1644 kWh/kWp/año
 Proporción rend. PR 85.61 %



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR proporción
Enero	73.4	31.50	6.25	92.0	85.7	8432	8238	0.888
Febrero	85.1	40.20	7.95	98.7	93.1	9058	8841	0.889
Marzo	137.7	52.40	11.28	152.9	144.8	13873	13522	0.877
Abril	169.4	73.10	14.11	179.3	170.1	16159	15747	0.871
Mayo	215.0	72.30	18.61	218.0	207.3	19313	18808	0.856
Junio	227.4	68.10	23.82	227.6	216.7	19700	19191	0.836
Julio	236.9	64.20	26.84	239.0	227.4	20440	19913	0.827
Agosto	208.6	66.90	26.42	218.1	207.6	18747	18278	0.832
Septiembre	157.0	56.50	21.38	172.1	163.3	15077	14704	0.848
Octubre	115.6	48.00	16.74	133.9	126.6	11965	11683	0.865
Noviembre	82.8	29.60	10.03	103.1	96.6	9364	9141	0.880
Diciembre	67.2	28.60	6.97	86.0	80.1	7855	7675	0.885
Año	1776.1	631.40	15.92	1920.6	1819.4	169982	165741	0.856

Leyendas

GlobHor Irradiación horizontal global EArray Energía efectiva a la salida del conjunto
 DiffHor Irradiación difusa horizontal E_Grid Energía inyectada en la red
 T_Amb Temperatura ambiente PR Proporción de rendimiento
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados

Fuente: Elaboración propia con PVSyst

Se ha obtenido un índice de rendimiento (PR) del 85,4% anual. Este parámetro, que se define en la norma IEC EN 61724, relaciona la energía producida con la energía que se produciría si el sistema funcionase continuamente a su rendimiento nominal en condiciones estándar de funcionamiento, es decir, a una temperatura de 25°C, una irradiancia de 1000 Wh/m^2 y una masa de aire de 1,5.

Para el cálculo de este parámetro se tienen en cuenta las pérdidas ópticas, las pérdidas de conjunto y las pérdidas del sistema. Conviene mencionar que para el cálculo no se han utilizado ni datos meteorológicos ni la ganancia por irradiancia en el plano del colector. La ventaja de la omisión de estas pérdidas radica en que se consigue un parámetro independiente de la eficiencia del módulo, mediante el que se puede comparar la calidad de sistemas situados en lugares distintos y a orientaciones diferentes. A modo de ejemplo se mencionará que se pueden obtener índices PR similares en instalaciones con módulos amorfos e instalaciones con módulos cristalinos de alto rendimiento.

No obstante, el PR de un sistema de seguimiento con *backtracking* será considerablemente superior a uno sin *backtracking*, ya que el sombreado en el primero es notablemente inferior al del segundo. Debido a las amplias ventajas de este parámetro, en la actualidad se utiliza con frecuencia en la industria fotovoltaica como una obligación contractual para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. En este caso se ha obtenido un PR del 85,4% anual por lo que se puede afirmar que el sistema es de gran calidad.

A diferencia de la PR, la producción específica sí tiene en cuenta la eficiencia de los módulos y los datos meteorológicos. Se ha obtenido una producción específica de 1644 KWh/KWp anual.

En el gráfico de producciones normalizadas por KWp se puede observar la distribución de las pérdidas. Un 12,3% de las pérdidas diarias pertenecen a las pérdidas de colección mientras que las pérdidas del sistema representan tan solo un 2,1%. Para comprender mejor

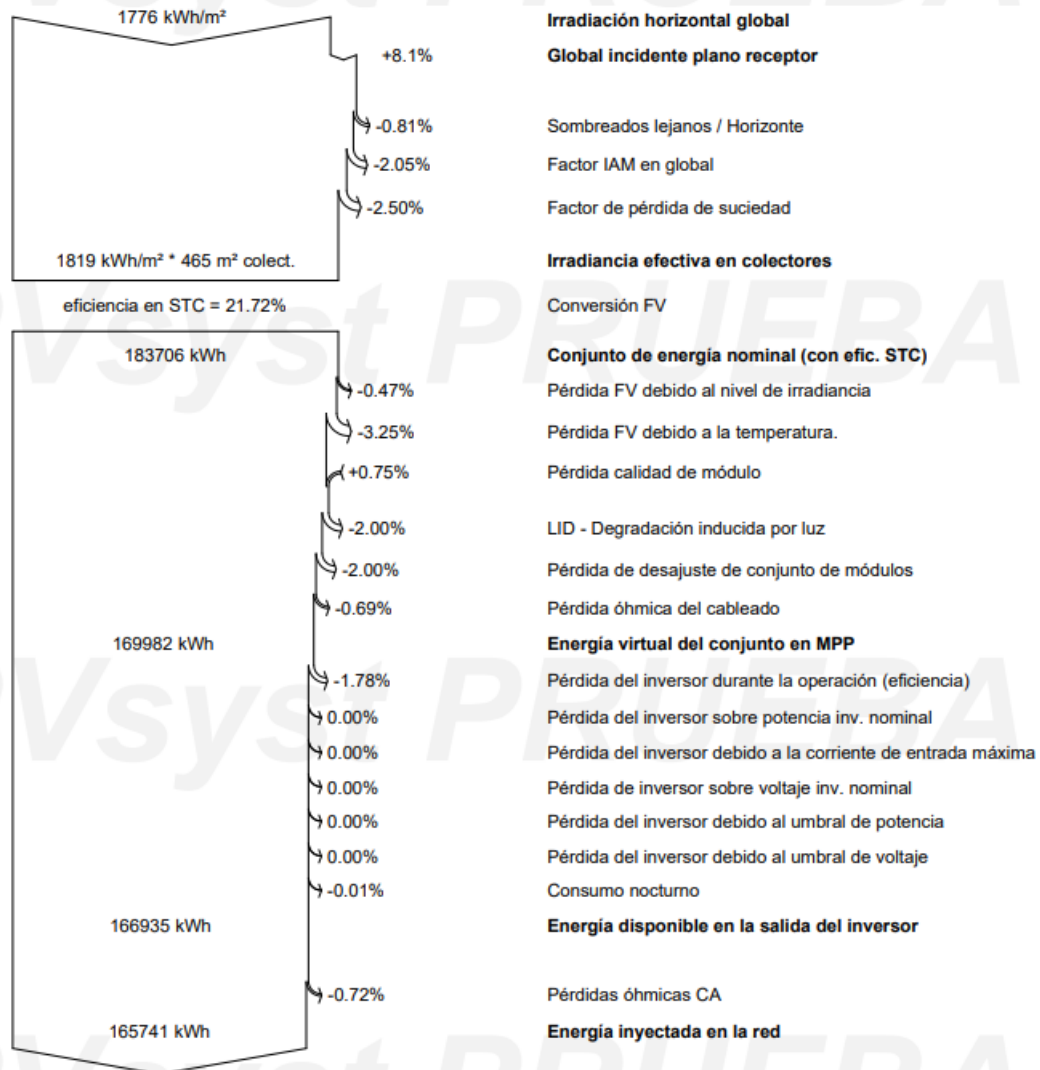
estos valores y las causas de las pérdidas de rendimiento se va a analizar el diagrama de Sankey.

Tras realizar varias simulaciones con PVsyst, se ha podido comprobar que el incremento de rendimiento causado por el enfriamiento del agua se sitúa entre el 1 y el 7 % de la producción, dependiendo del sistema terrestre con el que se compare.

4.2 ANÁLISIS DE PÉRDIDAS

En este apartado se van a analizar las pérdidas del sistema. Para ello se va a utilizar el diagrama de Sankey, que se obtuvo tras la simulación del PVSYST.

Ilustración 26. Diagrama de Sankey



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

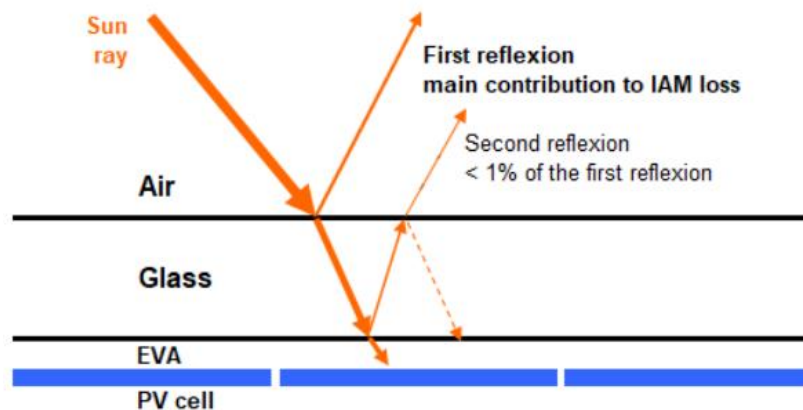
La primera parte del diagrama muestra las pérdidas del sistema que ocurren antes de que los fotones lleguen a las células solares.

En primer lugar, se puede observar que hay una ganancia energética del 8,3% tras la conversión de la irradiancia global horizontal a la global incidente en el plano receptor. Esto se debe a que la inclinación de los paneles es más favorable que la horizontal.

En segundo lugar, se han obtenido unas pérdidas por sombreados lejanos y horizonte del 0,81%. Estas pérdidas se deben a que el entorno montañoso del embalse de Iznájar impide que la irradiación solar directa llegue a los módulos a todas las horas del día solar.

En tercer lugar, el factor IAM (*Incidence Angle Modifier*) refiere a la corrección que se realiza debido a las pérdidas por reflexión causadas por ángulos de incidencia distintos de 0°. Estas pérdidas ocurren principalmente en la cubierta de cristal de los módulos y su comportamiento se modela con la Ley de Fresnel. La siguiente imagen describe el comportamiento de los rayos solares antes de llegar al plano del colector.

Ilustración 27. Reflexión y refracción en el plano del colector



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Conviene mencionar que estas pérdidas serían menores si la inclinación se hubiese elegido solo en función de latitud, es decir, si se hubiese maximizado la producción sin tener en cuenta otros parámetros. Sin embargo, con la inclinación óptima estas pérdidas tampoco serían nulas ya que la inclinación óptima para paneles fijos es aquella que maximiza la producción en el mediodía solar del solsticio de verano. Para evitar esas pérdidas habría que instalar sistemas de seguimiento solar. Sin embargo, la instalación de esos sistemas en las plantas flotantes resulta muy compleja por lo que se suele recurrir a orientaciones e inclinaciones fijas.

En la actualidad se han desarrollado tecnologías como la PERC que reducen las pérdidas por IAM al añadir una capa de pasivación en la capa superior de la célula.

El siguiente factor refiere a las pérdidas por suciedad en los módulos. El polvo, polen y otros contaminantes puede acumularse en la superficie de los paneles y boquear la radiación solar incidente, reduciendo el rendimiento del módulo. Asimismo, conviene recordar que la disminución en el rendimiento de un panel afectará a los de toda la cadena. La proximidad al agua de los sistemas flotantes hace que la presencia de contaminantes como polvo y polen sea notablemente menor que en el entorno terrestre.

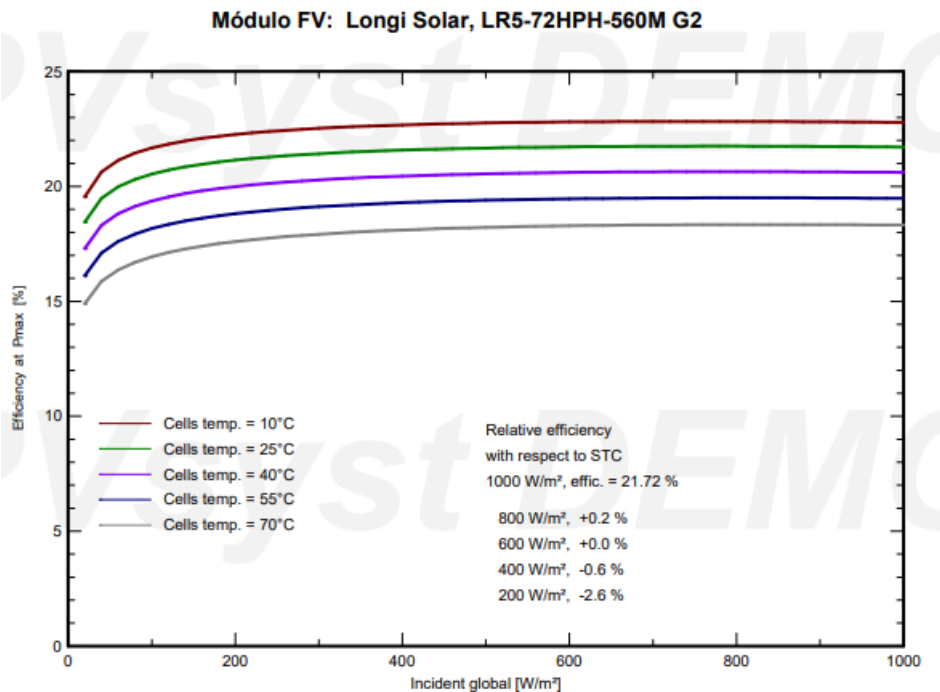
Tras evaluar estas pérdidas se obtiene la irradiancia efectiva en el plano de los colectores, que toma el valor de 183MWh.

En este segundo apartado del diagrama se analizan las pérdidas que hay desde que el colector capta la irradiancia hasta que se vierte la energía a la red.

Las pérdidas por nivel de irradiancia refieren a las pérdidas de rendimiento del módulo cuando trabaja a niveles menores de irradiancia solar. Las pérdidas por rendimiento debidas al aumento de temperatura también tienen una influencia considerable en el rendimiento de las células. En este caso, las pérdidas por nivel de irradiancia y por temperatura son 0,47% y 3,27% respectivamente.

Conviene destacar que estas dos pérdidas están relacionadas. La siguiente imagen muestra curvas de eficiencia en función de la irradiancia para distintas temperaturas en los paneles utilizados.

Ilustración 28. Eficiencia en función de la irradiancia para distintos valores de temperatura



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Las pérdidas por calidad del módulo refieren a la confianza que se tiene en el comportamiento real del módulo frente al teórico. Para este parámetro se han utilizado los cálculos que propone el PVsyst, es decir, se ha utilizado la mitad de la tolerancia media. Este parámetro es positivo porque las tolerancias dadas por el fabricante son mayores que cero.

Las pérdidas por LID o por degradación de luz cuantifican el desgaste de los módulos durante las primeras horas de exposición solar. Estas pérdidas se deben a las trazas de oxígeno en el cristal de silicio tras el proceso de Czochralski, que es la técnica que se utiliza para fabricar los cristales monocristalinos. Bajo la exposición a la luz las moléculas de oxígeno se pueden difundir a través de la red de silicio y crear complejos boro-oxígeno que capturan electrones y huecos que se pierden del efecto fotovoltaico. Estas pérdidas son difíciles de cuantificar por lo que se suele utilizar un valor por defecto del 2%.

Las pérdidas por desajuste de módulos y cadenas o pérdidas por *mismatch* refieren a la reducción de rendimiento debido a las diferencias entre los distintos módulos y cadenas. No todos los módulos son idénticos, especialmente a medida que transcurre el tiempo y aparecen pérdidas por el LID, suciedad o envejecimiento. Asimismo, la longitud del cableado es distinta en cada cadena, especialmente si solo se usa un inversor, e incluso la temperatura puede variar entre los módulos, sobre todo entre los del perímetro y los del interior. Es por todo ello por lo que el comportamiento de cada módulo es distinto. Por ejemplo, estas pérdidas pueden ser responsables de que haya un módulo con una eficiencia menor, que limite la producción de toda una cadena.

Las pérdidas óhmicas en el cableado cuantifican la energía disipada en el cableado de corriente continua en forma de calor.

Tras evaluar estas pérdidas se obtiene la energía virtual de conjunto en MPP, que es la producción energética esperada en condiciones óptimas y toma un valor de 170 MWh.

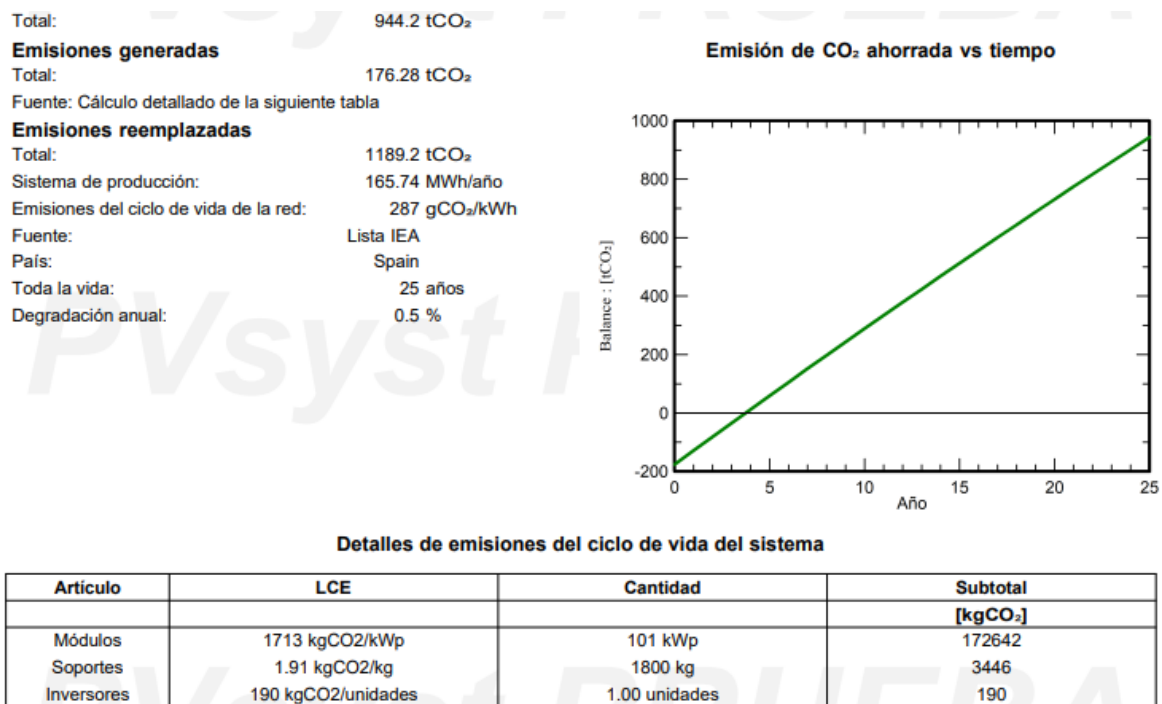
Para evaluar la energía de salida del inversor se deben cuantificar las pérdidas que ocurren dentro de este. Como se puede observar en el diagrama, tan solo se tienen las pérdidas durante el funcionamiento, que son del 1,78% y el consumo nocturno, que es del 0,01%. Tras evaluar estas pérdidas se obtiene una energía disponible a la salida del inversor de 166.9 MWh anuales.

En último lugar, se deben valorar las pérdidas en el cableado de corriente alterna del inversor al punto de conexión a red. Tras evaluar todos estos coeficientes se obtiene una potencia inyectada a la red anual de 165 MWh.

4.3 EMISIONES EVITADAS

Para analizar las emisiones evitadas se van a utilizar los datos obtenido con la simulación. PVsyst ofrece el siguiente informe de emisiones.

Ilustración 29. Balance de emisiones CO₂



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Para realizar estos cálculos se ha utilizado el sistema de *Lyfe Cycle Emissions* (LCE), que tiene en cuenta las emisiones de dióxido de carbono asociadas a cada producto desde su fabricación y transporte hasta su uso, mantenimiento y eliminación. Se ha asumido que la electricidad producida por la instalación sustituye esa misma cantidad de la red eléctrica, por lo que si la huella de carbono de la instalación por kWh es inferior a la de la red habrá un ahorro de emisiones de dióxido de carbono.

Este ahorro de CO₂ se tendrá en cuenta a la hora de evaluar el impacto medioambiental del proyecto. Así mismo, en dicho estudio se valorará el impacto visual de la instalación, dado que el embalse de Iznájar está localizado en un área de especial relevancia para la región y también, de particular belleza. No obstante, deberá tenerse en cuenta que la instalación es de tamaño muy reducido y que se encuentra muy cerca de la presa.

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

Se ha comenzado el análisis económico por la estimación de los costes de la instalación, que se presentan a continuación.

Ilustración 30. Costes de instalación y operación

Artículo	Cantidad unidades	Costo EUR	Total EUR
Módulos FV			
LR5-72HPH-560M G2	180	120.00	21.600.00
Soportes para módulos	180	100.00	18.000.00
Inversores			
SUN2000-100KTL-M1-400Vac	1	3.500.00	3.500.00
Suministro, tendido y conexionado de CC	2900	0.78	2.250.00
Suministro, tendido y conexionado de CA	600	1.67	1.000.00
Suministro, tendido y conexionado del cableado de tierras			500.00
Caja de protecciones eléctricas de CC			750.00
Cuadro de protecciones eléctricas CA			1.000.00
Mano de obra			10.000.00
Anclajes			4.000.00
Transformador elevador			9.000.00
Celdas de protección de MT			7.000.00
Celda de medida de MT			1.000.00
		Total	79.600.00
		Activo amortizable	69.600.00

Artículo	Total EUR/año
Mantenimiento anual	1.000.00
Total (OPEX)	1.000.00
Incluyendo inflación (2.68%)	1.398.62

Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Se ha asumido que todos los activos son linealmente amortizables y tienen un valor residual nulo. Por otra parte, se ha asumido una inflación del 2,68%⁴⁴ anual para los costes de mantenimiento. Este valor se ha obtenido a partir de la cotización de los bonos ligados a la inflación europea emitidos por el Estado francés.

El 25% de la financiación del proyecto provendrá de fondos propios. Para el 75% restante se pedirá un préstamo. Con el fin de obtener unas condiciones más favorables se ha decidido vender la energía a una empresa que no tenga problemas de solvencia. Gracias a la seguridad del proyecto, se espera conseguir un préstamo a 15 años con un interés del 6%, es decir, 2 puntos por encima del Euribor.

En la siguiente imagen (Ilustración 31) se pueden observar los resultados económicos esperados.

Como se ha explicado en el apartado sobre la venta de la energía, esta se venderá a un precio de 73,2 €/MWh, que es el precio actual de los PPA en el mercado español. Conviene mencionar que se ha utilizado la tasa de degradación del 0,55% anual, definida en la ficha técnica de los paneles para evaluar el efecto del envejecimiento.

Para evaluar la amortización del préstamo se ha utilizado el sistema de amortización francés, en el que el pago se realiza en cuotas fijas. En la siguiente imagen (Ilustración 31) también se puede observar el desglose de estas cuotas en las partes correspondientes al principal del préstamo y a los intereses.

Como se ha mencionado previamente, se ha asumido una amortización lineal para todos los activos. Este valor se descuenta de los beneficios por lo que influye notablemente en los impuestos a pagar. Para calcular los ingresos se han restado los intereses del préstamo, el

⁴⁴ Este valor se ha obtenido de Bloomberg.

coste de funcionamiento y la amortización de la cuota obtenida a la venta de electricidad. Al valor obtenido se le ha aplicado un impuesto de sociedades del 25%.

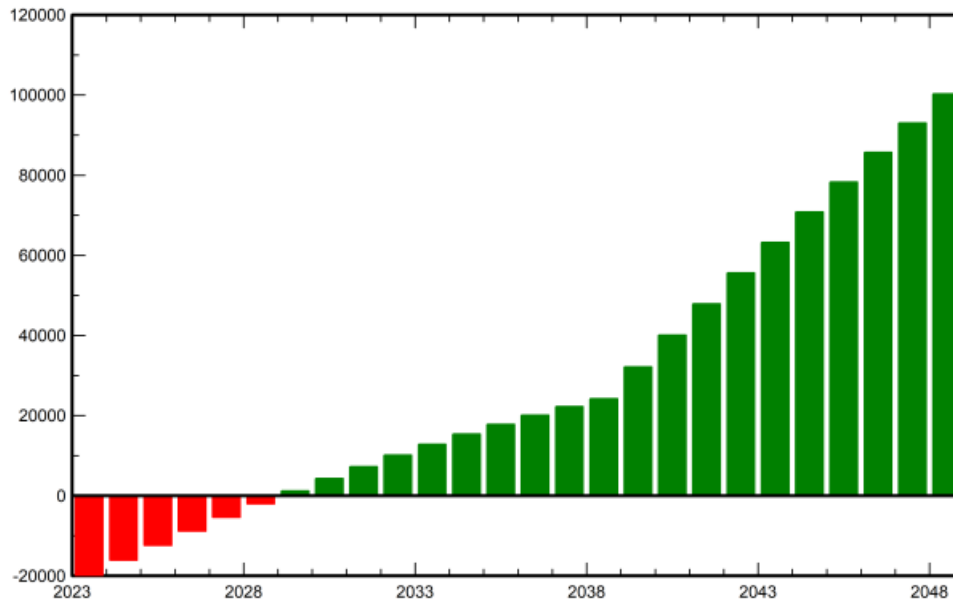
Para calcular el flujo de caja anual se han restado el principal y los intereses del préstamo, los costes de funcionamiento y los impuestos a la cantidad obtenida con la venta de electricidad.

Ilustración 31. Resultados económicos

Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Principal del préstamo	Intereses del préstamo	Coste de funcionamiento	Amortización	Ingresos	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
0	-	17.975,00	-	-	-	-	-	-	-	- 17.975,00	- 17.975,00
1	12.133,00	-	2.565,00	3.582,00	1.000,00	2.476,00	5.075,00	1.268,75	3.717,25	3.717,25	- 14.257,75
2	12.066,27	-	2.719,00	3.428,00	1.026,80	2.476,00	5.135,47	1.283,87	3.851,60	3.608,60	- 10.649,15
3	11.999,90	-	2.882,00	3.265,00	1.054,32	2.476,00	5.204,59	1.301,15	3.903,44	3.497,44	- 7.151,71
4	11.933,90	-	3.055,00	3.092,00	1.082,57	2.476,00	5.283,33	1.320,83	3.962,50	3.383,50	- 3.768,21
5	11.868,27	-	3.238,00	2.909,00	1.111,59	2.476,00	5.371,68	1.342,92	4.028,76	3.266,76	- 501,45
6	11.802,99	-	3.432,00	2.715,00	1.141,38	2.476,00	5.470,62	1.367,65	4.102,96	3.146,96	2.645,51
7	11.738,08	-	3.638,00	2.509,00	1.171,97	2.476,00	5.581,11	1.395,28	4.185,83	3.023,83	5.669,34
8	11.673,52	-	3.857,00	2.290,00	1.203,38	2.476,00	5.704,14	1.426,04	4.278,11	2.897,11	8.566,45
9	11.609,31	-	4.088,00	2.059,00	1.235,63	2.476,00	5.838,69	1.459,67	4.379,02	2.767,02	11.333,46
10	11.545,46	-	4.333,00	1.814,00	1.268,74	2.476,00	5.986,72	1.496,68	4.490,04	2.633,04	13.966,51
11	11.481,96	-	4.593,00	1.554,00	1.302,74	2.476,00	6.149,22	1.537,30	4.611,91	2.494,91	16.461,42
12	11.418,81	-	4.869,00	1.278,00	1.337,66	2.476,00	6.327,15	1.581,79	4.745,37	2.352,37	18.813,78
13	11.356,01	-	5.161,00	986,00	1.373,51	2.476,00	6.520,50	1.630,13	4.890,38	2.205,38	21.019,16
14	11.293,55	-	5.471,00	676,00	1.410,32	2.476,00	6.731,23	1.682,81	5.048,43	2.053,43	23.072,59
15	11.231,43	-	5.799,00	348,00	1.448,11	2.476,00	6.959,32	1.739,83	5.219,49	1.896,49	24.969,08
16	11.169,66	-	-	-	1.486,92	2.476,00	7.206,74	1.801,69	5.405,06	1.788,06	32.850,13
17	11.108,23	-	-	-	1.526,77	2.476,00	7.105,46	1.776,36	5.329,09	1.780,09	40.655,23
18	11.047,13	-	-	-	1.567,69	2.476,00	7.003,45	1.750,86	5.252,58	1.772,58	48.383,81
19	10.986,37	-	-	-	1.609,70	2.476,00	6.900,67	1.725,17	5.175,50	1.765,50	56.035,31
20	10.925,95	-	-	-	1.652,84	2.476,00	6.797,11	1.699,28	5.097,83	1.757,83	63.609,14
21	10.865,86	-	-	-	1.697,14	2.476,00	6.692,72	1.673,18	5.019,54	1.749,54	71.104,68
22	10.806,09	-	-	-	1.742,62	2.476,00	6.587,47	1.646,87	4.940,60	1.741,60	78.521,29
23	10.746,66	-	-	-	1.789,32	2.476,00	6.481,34	1.620,33	4.861,00	1.733,00	85.858,29
24	10.687,55	-	-	-	1.837,28	2.476,00	6.374,28	1.593,57	4.780,71	1.725,71	93.115,00
25	10.628,77	-	-	-	1.886,52	2.476,00	6.266,26	1.566,56	4.699,69	1.717,69	100.290,69
Total	284.124,75	17.975,00	59.700,00	32.505,00	34.965,50	61.900,00	154.754,25	38.688,56	115.976,69	100.290,69	100.290,69

Fuente: Elaboración propia con Excel

Ilustración 32. Flujo de caja acumulativo



Fuente: Elaboración propia con PVsyst

Para evaluar la rentabilidad del proyecto se van a analizar los parámetros económicos más relevantes. En primer lugar, se ha analizado el valor de la tasa interna de rendimiento (TIR), que representa la tasa de descuento con la que el valor actual neto (VAN) de la inversión es nulo. En este caso, la TIR anual de la inversión es del 17,82%. Para estudiar la rentabilidad se va a comparar este valor con el de los bonos del estado a largo plazo, que en España actualmente (Julio, 2023) cotizan con una rentabilidad del 3,878%. Por lo tanto, la prima del proyecto es del 13%, que resulta muy atractiva para una inversión de esta naturaleza.

En segundo lugar, se ha obtenido un valor presente neto (VPN) de 100.298 €, es decir, superior a cero. En tercer lugar, el retorno de la inversión (ROI), que relaciona la ganancia con el coste de la inversión, es del 126%. En último lugar, se ha obtenido un periodo de recuperación de 11,8 años. Es por todo ello por lo que se puede afirmar que el proyecto es viable económicamente.

Capítulo 5. CONCLUSIONES

Tras realizar un análisis teórico y práctico de la viabilidad de la instalación de placas solares flotantes en el embalse de Iznájar, se ha llegado a las siguientes conclusiones.

En el primer capítulo se ha realizado una aproximación teórica a las células solares con el objetivo de comprender su funcionamiento y los parámetros más relevantes. Se ha observado la notable influencia de la temperatura en el rendimiento de las células. Tras analizar la influencia del agua en el enfriamiento de los módulos, se puede concluir que la fotovoltaica flotante tendrá producciones superiores a la terrestre, en las mismas condiciones meteorológicas. En este proyecto se ha estimado que la ganancia energética oscila entre el 1 y el 7%, en función de la estructura terrestre con la que se compare. Estos resultados son consistentes con la literatura académica, que estima ganancias energéticas de hasta el 10%. Conviene, no obstante, mencionar que las condiciones húmedas que provocan estos descensos de temperatura también pueden constituir un inconveniente, ya que pueden dañar los equipos y reducir su vida útil.

Al término del primer del capítulo se estudiaron las ventajas e inconvenientes del uso de paneles solares bifaciales. Tras una mejor comprensión de la materia, se concluyó que la tecnología monofacial es más adecuada en la fotovoltaica flotante, debido a la necesidad de instalar los paneles con una inclinación cercana a los 10°, que no permite el aprovechamiento de su cara anterior. Sin embargo, resulta interesante mencionar que en la actualidad algunos instaladores están planteando la posibilidad de recurrir a la tecnología bifacial, aprovechando solamente la cara posterior del panel. Ello puede conllevar algunas ventajas, ya que los coeficientes de envejecimiento de los paneles bifaciales son menores a los de los monofaciales.

En el segundo capítulo se diseñó la instalación fotovoltaica y se simuló el proyecto con PVsyst. Se realizó un estudio del embalse de Iznájar y se concluyó que las condiciones meteorológicas de irradiancia y temperatura son idóneas para la generación de energía fotovoltaica. Asimismo, la presencia de una central hidroeléctrica en el embalse facilitará la conexión a red.

Seguidamente, se definieron otros parámetros de interés. Se optó por una potencia de 100KW, ya que, considerando mi experiencia en una empresa de autoconsumo solar, se quería valorar la viabilidad de la instalación de plantas de una dimensión reducida, que no requieran una alta inversión. No obstante, conviene notar que la posterior ampliación de la planta no resultaría compleja, ya que el sistema de flotación elegido es muy flexible.

En lo que respecta al cableado de corriente continua, se pudo observar la importancia de configurar los cables de forma adecuada, ya que el uso de distribuciones como la de “salto de rana” puede reducir notablemente la cantidad de cable utilizado y con ello, el precio de la instalación.

A continuación, se ha realizado la simulación con PVsyst. Se ha observado que las pérdidas derivadas de la utilización de paneles con una orientación e inclinación distintas a las óptimas son reducidas, en comparación con las notables ventajas que conlleva el uso de los parámetros elegidos. Una orientación de 10° facilitará el anclaje de la cara oeste de la instalación a la orilla. Asimismo, una inclinación de 12° reducirá considerablemente las cargas que debe soportar la instalación por la fuerza del viento, y permitirá aumentar la concentración de paneles por m², sin provocar pérdidas por sombreado entre ellos.

En el tercer capítulo se realizó el análisis de resultados. Tras el estudio de la producción teórica se ha constatado que el proyecto es técnicamente viable. Para evaluar la eficiencia del sistema se analizó el índice de rendimiento (PR), que toma el valor de 85,4% anual. Este dato indica el alto rendimiento de esta instalación fotovoltaica.

También se han evaluado otros parámetros, como la producción específica o las producciones normalizadas por KWp. Se ha observado que las pérdidas en el plano del colector representan el 84,2% de las totales. No obstante, para comprender mejor las pérdidas del sistema, se ha realizado un examen exhaustivo, mostrándose los resultados en el Diagrama de Sankey.

Se concluyó que el sistema es ya muy eficiente, y que una mejora adicional del rendimiento es difícil. No obstante, gracias a la creciente investigación, se están desarrollando tecnologías, como por ejemplo las células PERC, que contribuyen a reducir las pérdidas IAM y por recombinación, y podrían mejorar, aún más, la eficiencia.

Por otra parte, se estima que se va a evitar la emisión de 944,2 tCO₂, por lo que se puede afirmar que el impacto medioambiental es considerable.

En lo que respecta al análisis económico, se concluye que la inversión es viable y segura, ya que el PPA asegura la venta de la energía a un precio fijo durante los próximos 25 años. Se ha podido observar que algunas partidas de costes, como por ejemplo las protecciones y el transformador de media tensión, no están optimizadas, pues soportarían potencias mayores. Se considera pues que en una planta de mayor tamaño se podría reducir el coste por KWp, aumentando la rentabilidad financiera del proyecto.

Se concluye que el proyecto es viable, tanto económica como técnicamente. Este estudio ofrece pues una muestra concreta de las posibilidades de la fotovoltaica flotante, incluso en proyectos de dimensiones reducidas. Las ventajas de este tipo de instalaciones podrían optimizarse en balsas de riego, mineras, canales... especialmente, cuando resulta importante reducir la evaporación, como es el caso en fincas agrícolas, donde, además, el impacto visual es limitado.

Esta tecnología contribuye a solucionar algunos de los problemas que se están poniendo de manifiesto como consecuencia de la creciente instalación de plantas fotovoltaicas terrestres:

la ocupación del limitado espacio, el impacto social y visual etc. Resulta pues una tecnología eficaz, en expansión, que sin duda ofrecerá nuevos desarrollos en los próximos años.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

Fuentes primarias

Ciel et Terre. The Global Solar Company. <https://ciel-et-terre.net/>. Último acceso 1.6.2023.

Ciel et Terre. Hydrelío Technology Catalog. Disponible en: https://img1.wsimg.com/blobby/go/387e79f8-d205-493d-a495-69d9effe5d5c/downloads/C_T%20Catalog%20Hydrelío%20AE%20Technology%20%282020-11%29.pdf?ver=1620323135226 Último acceso 1.6.2023.

Consejo Europeo, Conclusiones, EUCO 29/19, Bruselas, 12 de diciembre de 2019. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/media/41792/12-euco-final-conclusions-es.pdf> . Último acceso 10.2.2023.

European Commission, *Joint Research Centre, Photovoltaic solar electricity potential in European countries*, Publications Office, 2018. Disponible en: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b8addb45-f84a-11e8-9982-01aa75ed71a1/language-en>. Último acceso 1.6.2023.

European Commission, *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, EU Science Hub. Disponible en: [Photovoltaic Geographical Information System \(PVGIS\) \(europa.eu\)](https://pvgis.jrc.ec.europa.eu/). Último acceso 1.6.2023.

European Commission, *EU Solar Energy Strategy*, 18.5.2022 COM(2022) 221 final. Disponible en: [resource.html \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/en/strategy/eu-solar-energy-strategy). Último acceso 1.6.2023.

Huaneng Power International, INC. <https://www.hpi.com.cn/Pages/default.aspx>. Último acceso 1.6.2023.

International Energy Agency. *Technology and Innovation Pathways for Zero-carbon-ready Buildings by 2030. A strategic vision from the IEA Technology Collaboration Programmes*. 2022. Disponible en: [Technology and Innovation Pathways for Zero-carbon-ready Buildings by 2030 – Analysis - IEA](#). Último acceso 1.6.2023.

Kyocera Global. <https://global.kyocera.com/> . Último acceso 1.6.2023.

Meteonorm. Versión 8. Disponible en: [Meteonorm Version 8 - Meteonorm \(en\)](#) Último acceso 1.6.2023.

Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. *Infraestructura de datos espaciales. Masas de agua PHC (2015-2021)*. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/agua/masas-de-agua-phc-2015-2021.aspx> . Último acceso 1.6.2023.

POWEN. Instalaciones Fotovoltáicas para Autoconsumo. <https://www.powen.es>. Último acceso 1.6.2023.

POWEN. *Memoria técnica de la instalación en la finca La Veguilla, Polígono 37, Parcela 8, en El Carpio de Tajo, provincia de Toledo*. 2022.

PVSYST. <https://www.pvsyst.com/> Último acceso 1.6.2023.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción. Boletín Oficial del Estado núm. 256, de 25/10/1997.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión. Boletín Oficial del Estado núm. 224, de 18/9/ 2002.

World Meteorological Organization, *Provisional State of the Global Climate 2022*. En: <https://storymaps.arcgis.com/stories/5417cd9148c248c0985a5b6d028b0277> Último acceso 1.6.2023.

Fuentes secundarias

Aurora Energy Research: *Los problemas en la gestión de la red eléctrica generan un coste adicional a los consumidores en España*. Disponible en: <https://auroraer.com/media/los-problemas-en-la-gestion-de-la-red-electrica-generan-un-coste-adicional-a-los-consumidores-en-espana/> Último acceso 1.6.2023.

Becerril Bustamante, J.A.: *Enrique Becerril Antón-Miralles. Vida de un ingeniero*, Ed. Encuentro, Madrid, 2017.

Ferrán Gozávez, J.J, Ferrer Gisbert, C.M, y otros: “A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs”, *Selected Proceedings from the 16th International Congress on Project Engineering*, Valencia, 11-13 Julio 2012. Disponible en: <https://agrisolarclearinghouse.org/wp-content/uploads/info-library/agrisolar-info/aquavoltaics/Covering-Reservoirs-with-a-System-of-Floating-Panels.pdf> Último acceso 1.6.2023.

Goswami, A., Sadhu, P., Goswami, U., Sadhu, P.K.: “Floating solar power plant for sustainable development: A techno-economic analysis”, *Environmental Progress and Sustainable Energy*, 38, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/ep.13268>. Último acceso 1.6.2023.

Gorjian, S., Sharon, H., Ebadi, K., Bontempo Scavo, F., Marco Tina, G.: “Recent technical advancements, economics and environmental impacts of floating photovoltaic solar energy conversion systems”, *Journal of Cleaner Production*, 278, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124285>. Último acceso 1.6.2023.

Liu L., Sun Q., Li, H., Yin, H., Ren, H., Wennersten, R.: “Evaluating the benefits of Integrating Floating Photovoltaic and Pumped Storage Power System”, *Energy Conversion*

and Management, Volume 194, 2019. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.071>. Último acceso 1.6.2023.

López, M., Soto, F. y Hernández, Z.A.: “Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain”, *Journal of Cleaner Production*, 340, 2022. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652622003912>. Último acceso: 13.02.2023.

Marco Tina, G., Bontempo Scavo, F., Merlo, L., Bizzarri, F.: “Comparative analysis of monofacial and bifacial photovoltaic modules for floating power plants”, *Applied Energy*, 281, 2021. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116084> . Último acceso 1.6.2023.

Oliveira-Pinto, S., Stokkermans, J.: “Assessment of the potential of different floating solar technologies – Overview and analysis of different case studies”, *Energy Conversion and Management*, 211, 2020. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112747>. Último acceso 1.6.2023.

Perpiñán Lamigueiro, Oscar: *Energía Solar Fotovoltaica*, 2023. Disponible en: Energía Solar Fotovoltaica (oscarperpinan.github.io). Último acceso 1.6.2023.

Piccioli, I., Laguarda, A. y Abal, G.: "Transporte de irradiación global horizontal a una superficie inclinada: efecto de la separación directa-difusa", *Anales del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar*, 2018.

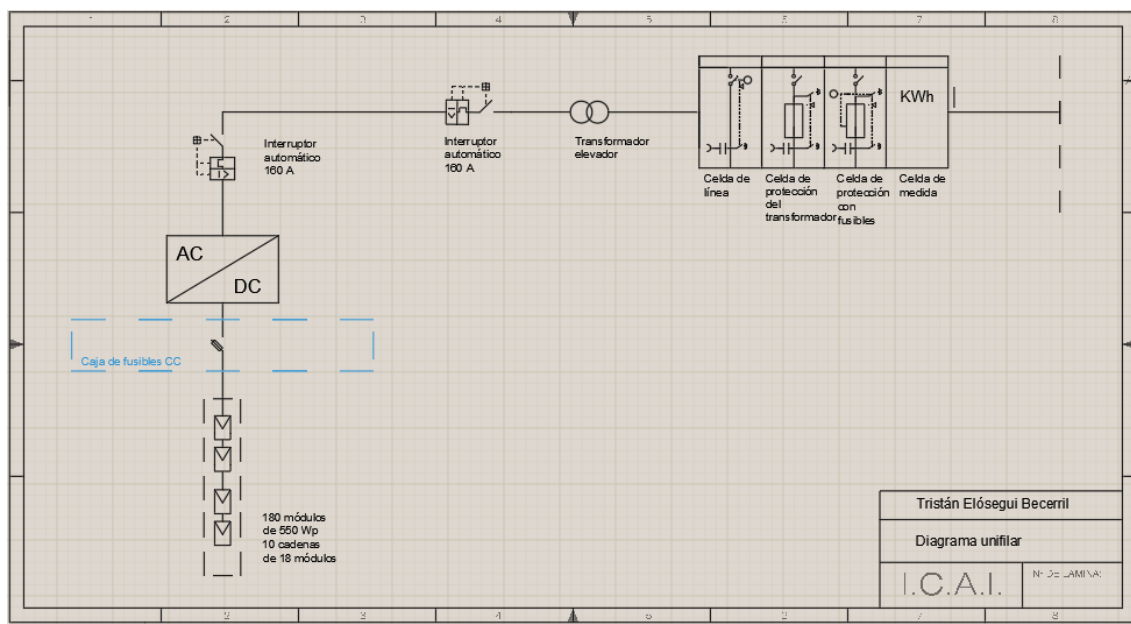
Red Eléctrica Española. *La eólica y la fotovoltaica baten récord de generación eléctrica en España en 2022*. 22.12.2022. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/12/la-eolica-y-fotovoltaica-baten-record-de-generacion-electrica-en-espana-en-2022> . Último acceso 1.6.2023.

Sproul, A.: *Understanding the p-n Junction*, 2015. Disponible en: http://www2.pv.unsw.edu.au/nsite-files/pdfs/UNSW_Understanding_the_p-n_Junction.pdf, Último acceso 1.6.2023. Último acceso 1.6.2023.

Universidad de Jaén: *Curso de energía solar fotovoltaica*. Disponible en: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_04.htm Último acceso 1.6.2023.

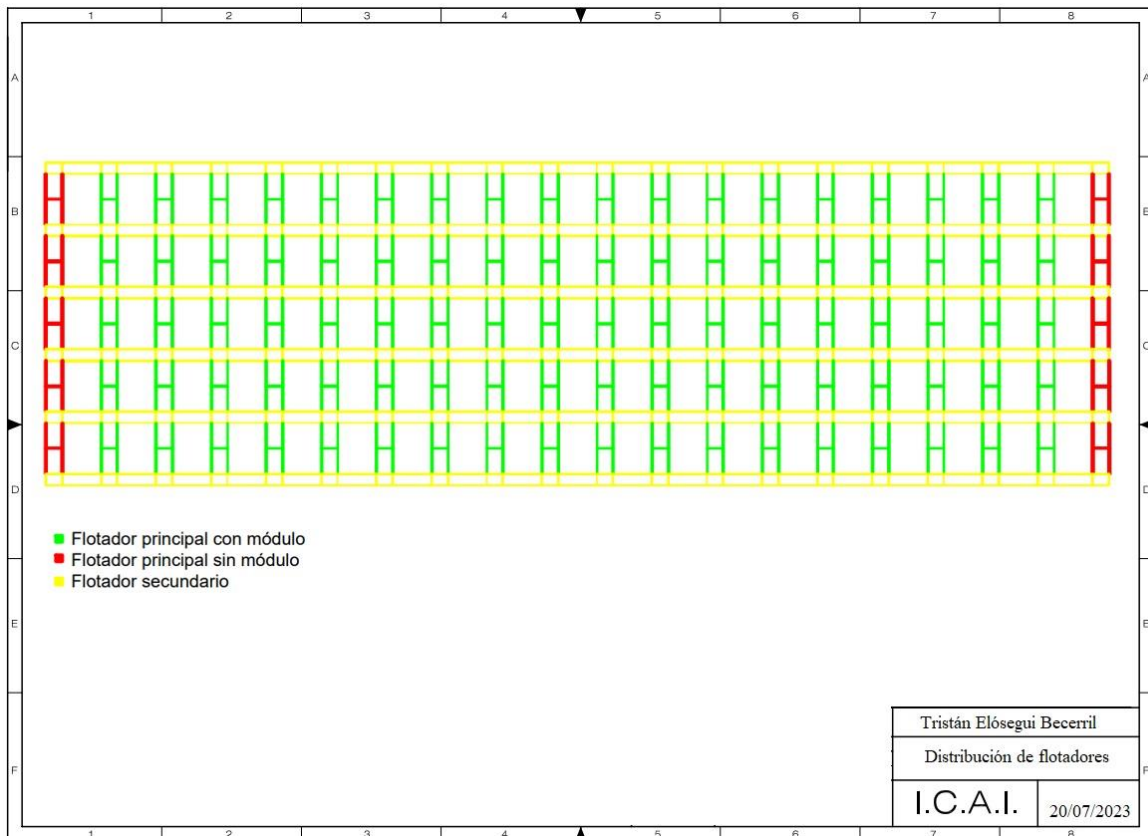
ANEXO I. PLANOS

Diagrama de la instalación



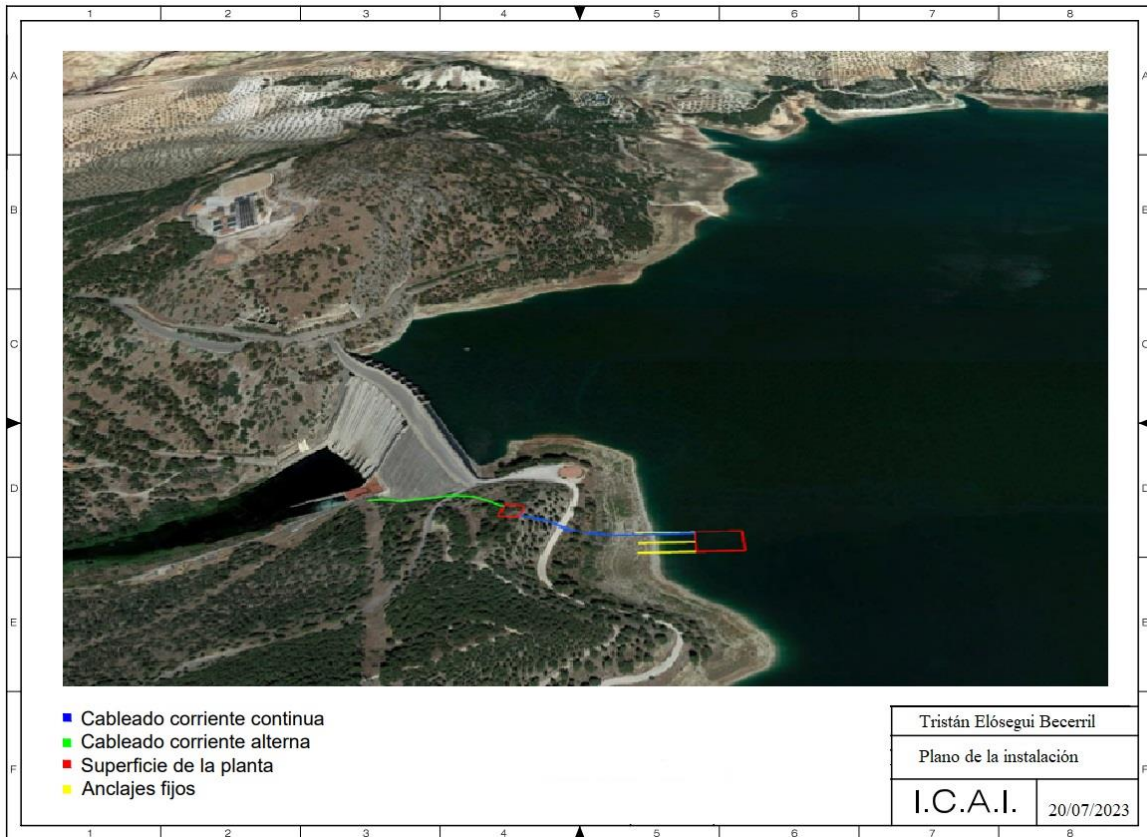
Fuente: Elaboración propia con Autocad

Distribución de los flotadores:



Fuente: Elaboración propia con Autocad

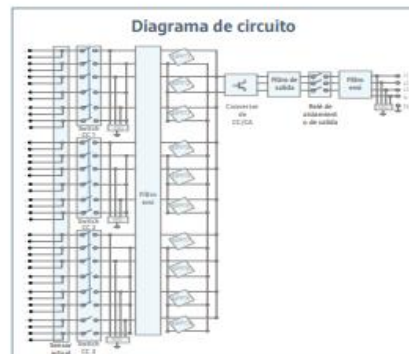
Plano de la instalación:



Fuente: Elaboración propia con Google Earth

ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS

SUN2000-100KTL-M1
Smart String Inverter



SUN2000-100KTL-M1
Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	SUN2000-100KTL-M1
Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.8% @480 V, 98.6% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.6% @480 V, 98.4% @380 V / 400 V
Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	26 A
Corriente de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V – 1,000 V
Tensión nominal de entrada	720 V @480 Vac, 600 V @400 Vac, 570 V @380 Vac
Cantidad de MPPTs	10
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2
Salida	
Potencia activa	100,000 W
Max. Potencia aparente de CA	110,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	110,000 W
Tensión nominal de salida	480 V/ 400 V/ 380 V, 3W+(N)+PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	120.3 A @480 V, 144.4 A @400 V, 152.0 A @380 V
Max. intensidad de salida	133.7 A @480 V, 160.4 A @400 V, 168.8 A @380 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Si
Protección anti-isla	Si
Protección contra sobreintensidad de CA	Si
Protección contra polaridad inversa CC	Si
Monitorización a nivel de string	Si
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Si
Monitorización de corriente residual	Si
Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Si
USB	Si
Monitorización de BUS (MBUS)	Si (transformador de aislamiento requerido)
Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	90 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C – 60°C
Enfriamiento	Enfriamiento de aire inteligente
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 – 100%
Conector CC	Staubli MC4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de protección	IP66
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 3.5 W
Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	VDE-AR-N4105, EN 50549-1, EN 50549-2, RD 661, RD 1699, C10/11

¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.
² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Hi-MO 5_m

(G2)

LR5-72HPH 540~560M

- Based on M10 wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
- M10 Gallium-doped Wafer - Integrated Segmented Ribbons - P-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability



12-year Warranty for Materials and Processing



25-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

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

LONGI

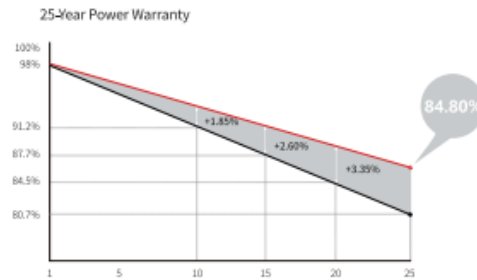


Hi-MO 5_m

LR5-72HPH 540~560M

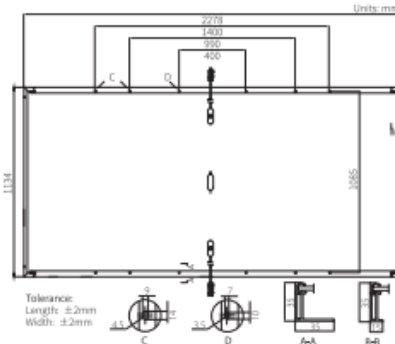
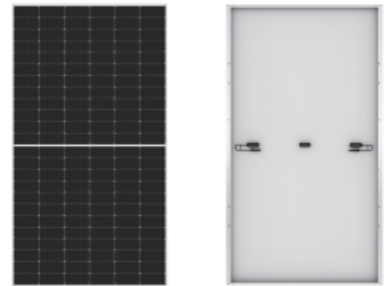
21.7% MAX. MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.55% YEAR 2-25 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
---	-----------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2278×1134×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test Uncertainty for Pmax: ±3%						
	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	LR5-72HPH-555M	LR5-72HPH-560M	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Module Type	LR5-72HPH-540M	LR5-72HPH-545M	LR5-72HPH-550M	LR5-72HPH-555M	LR5-72HPH-560M						
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
Maximum Power (Pmax/W)	540	403.6	545	407.4	550	411.1	555	414.8	560	418.6	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.50	46.54	49.65	46.68	49.80	46.82	49.95	46.97	50.10	47.11	
Short Circuit Current (Isc/A)	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31	14.04	11.35	14.10	11.40	
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.65	38.69	41.80	38.83	41.95	38.97	42.10	39.11	42.25	39.25	
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.97	10.43	13.04	10.49	13.12	10.56	13.19	10.61	13.26	10.67	
Module Efficiency(%)	20.9		21.1		21.3		21.5		21.7		

Operating Parameters

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

Mechanical Loading

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

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C

