



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE CON OTRAS TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS

Autor: María Fernández Martínez

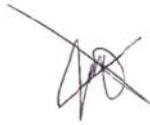
Director: José Rubén Pérez Domínguez

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

**HIBRIDACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA FLOTANTE CON OTRAS
TECNOLOGÍAS ENERGÉTICAS**

en la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2024/25 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 ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: María Fernández Martínez

Fecha: 11/06/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:



Firmado digitalmente
por PEREZ DOMINGUEZ
JOSE RUBEN -
70817198Z
Fecha: 2025.06.12
14:26:00 +02'00'

Resumen

Hibridación de energía solar fotovoltaica flotante con otras tecnologías energéticas

Autora: María Fernández Martínez

Director: José Rubén Pérez Domínguez

Entidad colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

Este trabajo evalúa el potencial de la energía solar fotovoltaica flotante (FPV) en España, analizando su hibridación con otras tecnologías renovables. Además, a través de casos de estudio reales, se examina su viabilidad técnica, económica y ambiental, identificando escenarios óptimos para su implantación en sectores estratégicos concretos como la industria o la agricultura.

Palabras clave: Fotovoltaica flotante, hibridación energética, energías renovables, viabilidad económica.

Introducción

La búsqueda de soluciones energéticas sostenibles ha impulsado la investigación de nuevas tecnologías que optimicen el uso de recursos y reduzcan el impacto ambiental. Una de las alternativas emergentes es la energía solar fotovoltaica flotante (FPV), que permite aprovechar superficies acuáticas infrutilizadas, mejorar el rendimiento de los paneles por refrigeración natural y liberar suelo para otros usos. Este trabajo analiza el potencial de esta tecnología en el contexto nacional, explorando su hibridación con otras fuentes de generación limpias como la eólica off-shore o la hidroeléctrica, con el fin de maximizar la eficiencia, la estabilidad y la viabilidad económica de los sistemas energéticos.

Definición del proyecto

El objetivo principal del proyecto es evaluar la viabilidad técnico-económica de diferentes configuraciones de hibridación entre FPV y otras tecnologías energéticas en el marco del sistema eléctrico español. Para ello, se analizan dos modelos híbridos: FPV + eólica off-shore y FPV + hidroeléctrica. Además, se estudia la aplicabilidad de FPV en sectores concretos como la industria electrointensiva y el sector agrícola. Cada escenario se ejemplifica mediante un caso de estudio real, integrando datos técnicos, simulaciones energéticas con PVGIS y análisis financieros, incluyendo indicadores económicos como el LCOE o VAN del proyecto. El estudio permite identificar los

contextos más propicios para el despliegue generalizado de FPV en España, extrayendo conclusiones concretas a cerca del potencial de la tecnología.

Descripción del sistema

El análisis se basa en una metodología estructurada que combina, en primer lugar, una revisión exhaustiva del estado del arte de la tecnología, tanto a nivel general como enfocado en los diferentes niveles de aplicación e hibridación, seguido de un caso de estudio concreto en cada escenario analizado, tanto en el caso de las hibridaciones como en las aplicaciones concretas. Dichos casos de estudio siguen un guion claro:

- 1º) Definición de la capacidad instalada de FPV
- 2º) Estimación de costes asociados del proyecto
- 3º) Simulaciones energéticas con PVGIS para determinar la producción de la planta
- 4º) Obtención de los modelos financieros en Excel, extrayendo conclusiones concretas a cerca del potencial de la hibridación/aplicación, así como posibles factores clave a considerar.

Resultados

Los resultados expuestos en la tabla 1 muestran que la hibridación con eólica off-shore (caso Windfloat) reduce el LCOE en un 7% y eleva el factor de capacidad del sistema combinado, optimizando infraestructuras existentes. En el caso Valdecañas, la FPV integrada con la hidroeléctrica reversible alcanza un LCOE conjunto de 21,39 €/MWh, evidenciando una alta eficiencia y estabilidad en la hibridación.

Indicador clave	FPV + Off-Shore (Windfloat Atlantic)	FPV + Hidroeléctrica (Valdecañas)
Potencia instalada FPV	20 MW	100 MW
Incremento de generación anual	+ 42 %	+ 17%
LCOE del activo original	121€/MWh	16,70€/MWh
LCOE de la hibridación	113€/MWh	21, 39€/MWh

Tabla 1. Resumen de los resultados obtenidos en los casos de estudio de las hibridaciones

En cuanto a las aplicaciones concretas, en la tabla 2 se puede apreciar que en el proyecto industrial (ArcelorMittal) se obtiene un VAN de 1,26 millones de euros con un TIR del 10%, a pesar de cubrir menos del 1% del consumo total de la industria. Finalmente, en el sector agrícola, se identifica Murcia

como la región óptima y se modeliza un proyecto sobre la balsa de Los Floríos, con capacidad de 100 kW que consigue cubrir de forma íntegra el consumo comunitario de la comunidad de regantes asociada.

Indicador calve	2,5 MW FPV industrial	100 kW FPV agrícola
Cobertura de la lámina de agua	4,6%	1,4%
Cobertura de la demanda	<1%	100%
Inversión inicial	2.800.000 €	155.000 €
VAN	1.260.000€	82.000€
TIR	10%	11,8%

Tabla 2. Resumen de los resultados obtenidos en los casos de estudio de las aplicaciones analizadas

Conclusiones

En base al trabajo llevado a cabo se puede concluir que la tecnología FPV presenta un alto potencial de integración en el sistema energético español, especialmente mediante hibridaciones. Las combinaciones FPV + hidroeléctrica y FPV + eólica off-shore destacan por su rentabilidad y estabilidad, permitiendo aprovechar sinergias técnicas y operativas entre ambas tecnologías.

En industrias electrointensivas, aunque la contribución energética es limitada, los beneficios económicos y ambientales son significativos en el largo plazo. Finalmente, en el sector agrícola, la FPV puede cubrir gran parte de la demanda de riego, reduciendo evaporación y mejorando la calidad del agua.

En definitiva, la energía fotovoltaica flotante, bien sea de forma aislada, o a través de modelos de hibridación, representa una solución viable y estratégicamente versátil para avanzar hacia una transición energética justa, resiliente y sostenible.

Abstract

Hybridization of floating solar photovoltaic energy with other energy technologies

Author: María Fernández Martínez

Director: José Rubén Pérez Domínguez

Collaborating entity: ICAI – Universidad Pontificia de Comillas

This work evaluates the potential of floating solar photovoltaic energy (FPV) in Spain, analysing its hybridization with other renewable technologies. In addition, through real case studies, its technical, economic and environmental feasibility is examined, identifying optimal scenarios for its implementation in specific strategic sectors such as industry or agriculture.

Keywords: Floating photovoltaics, energy hybridization, renewable energies, economic viability.

Introduction

The search for sustainable energy solutions has driven research into new technologies that optimize the use of resources and reduce environmental impact. One of the emerging alternatives is floating solar photovoltaic energy (FPV), which makes it possible to take advantage of underused aquatic surfaces, improve the performance of the panels by natural cooling and free up land for other uses. This paper analyses the potential of this technology in the national context, exploring its hybridization with other clean generation sources such as off-shore wind or hydroelectric, in order to maximize the efficiency, stability and economic viability of energy systems.

Project definition

The main objective of the project is to evaluate the technical-economic feasibility of different hybridization configurations between FPV and other energy technologies within the framework of the Spanish electricity system. To this end, two hybrid models are analysed: FPV + off-shore wind and FPV + hydroelectric. In addition, the applicability of FPV in specific sectors such as the electro-intensive industry and the agricultural sector is studied. Each scenario is exemplified by a real case study, integrating technical data, energy simulations with PVGIS and financial analyses, including economic indicators such as the LCOE or NPV of the project. The study allows to identify the most conducive contexts for the widespread deployment of FPV in Spain.

System description

The analysis is based on a structured methodology that combines, firstly, an exhaustive review of the state of the art of technology, both at a general level and focused on the different levels of application and hybridization, followed by a specific case study in each scenario analysed, both in the case of hybridizations and in specific applications. These case studies follow a clear script:

- 1) Definition of the installed capacity of FPV
- 2) Estimation of associated costs of the project
- 3) Energy simulations with PVGIS to determine the plant's production
- 4) Obtaining the financial models in Excel, drawing concrete conclusions about the potential of hybridization/application, as well as possible key factors to consider.

Results

The results shown in Table 1 show that hybridization with off-shore wind (Windfloat case) reduces the LCOE by 7% and raises the capacity factor of the combined system, optimizing existing infrastructures. In the case of Valdecañas, the FPV integrated with the reversible hydroelectric plant reaches a joint LCOE of 21,39 €/MWh, evidencing high efficiency and stability in hybridization.

Key indicator	FPV + Off-Shore (Windfloat Atlantic)	FPV + Hydroelectric (Valdecañas)
FPV installed power	20 MW	100 MW
Annual generation increase	+ 42 %	+ 17%
LCOE of the original asset	121€/MWh	€16.70/MWh
Hybridization LCOE	113€/MWh	21, 39€/MWh

Table 1. Summary of the results obtained in the hybridization case studies

For the specific applications, Table 2 shows that the industrial project (ArcelorMittal) obtains a NPV of 1,26 million euros with an IRR of 10%, despite covering less than 1% of the total consumption of the industry. Finally, in the agricultural sector, Murcia is identified as the optimal region and a project is modelled on the Los Floríos reservoir, with a capacity of 100 kW that manages to fully cover the community consumption of the associated irrigation community.

Key indicator	2,5 MW Industrial FPV	100 kW FPV Agricultural
Water Sheet Coverage	4,6%	1,4%
Coverage of demand	<1%	100%
Initial investment	2.800.000 €	155.000 €
VAN	1.260.000€	82.000€
IRR	10%	11,8%

Table 2. Summary of the results obtained in the case studies of the applications analysed

Conclusions

Based on the work developed, it can be concluded that FPV technology has a high potential for integration into the Spanish energy system, especially through hybridizations. The FPV+hydro and FPV+wind combinations highlight for their profitability and stability, allowing to take advantage of technical and operational synergies between both technologies.

In electro-intensive industries, although the energy contribution is limited, the economic and environmental benefits are significant in the long term. Finally, in the agricultural sector, FPV can cover a large part of the irrigation demand, reducing evaporation and improving water quality.

To conclude, floating photovoltaics, either isolated or through hybridisation models, represents a viable and strategically versatile solution to move towards a fair, resilient and sustainable energy transition.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	Motivación y objetivos	13
2.	Metodología	14
3.	Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	16
4.	Estado del arte.....	18
4.1.	Evolución y situación actual de la energía solar fotovoltaica flotante	18
4.2.	Energía solar fotovoltaica flotante. Elementos y configuraciones	19
4.3.	Eficiencia y principales factores del rendimiento en plantas FPV	21
4.4.	Factores económicos en las instalaciones FPV	23
4.5.	Factores medioambientales de las instalaciones FPV.	24
4.6.	Comparativa de la FPV con la energía fotovoltaica terrestre	27
5.	Hibridación de la energía fotovoltaica flotante.....	28
5.1.	Hibridación de energía fotovoltaica flotante (FPV) con energía eólica off-shore.....	28
5.1.1.	Complementariedad energética	28
5.1.2.	Caso de estudio: Análisis técnico - económico de la hibridación en el proyecto Windfloat Atlantic 29	
5.2.	Hibridación de FPV con energía hidroeléctrica.....	43
5.2.1.	Complementariedad energética	43
5.2.2.	Integración con sistemas de baterías.....	44
5.2.3.	Estabilidad en la red.....	45
5.2.4.	Caso de estudio: Hibridación de energía hidroeléctrica con FPV en la central hidroeléctrica de Valdecañas	46
5.3.	Integración de FPV con fuentes de almacenamiento: Hibridación de FPV con hidrógeno ..	60
5.3.1.	Complementariedad energética	60
6.	Aplicación de la energía fotovoltaica flotante en industrias electrointensivas	62
6.1.	Caso de estudio: instalación de FPV en ArcelorMittal Asturias	67
7.	Aplicación de la energía fotovoltaica flotante en balsas de riego.....	77
7.1.	Determinación del emplazamiento óptimo para un proyecto de FPV sobre una balsa de riego en España	79
7.2.	Caso de estudio: instalación de FPV en la balsa de Los Floríos, Murcia.....	86
8.	Conclusiones	94
	Bibliografía	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Principales opciones de fabricantes de inversores.....	34
Tabla 5.2. Principales fabricantes de sistemas de flotación para FPV	35
Tabla 5.3. Estimación de costes asociados a los componentes de la instalación del proyecto.....	36
Tabla 5.4. Desglose de los costes de inversión del proyecto de hibridación Windfloat Atlantic.....	36
Tabla 5.5. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual en el caso Windfloat Atlantic (Fuente: PVGIS)	38
Tabla 5.6. Resumen de los LCOE calculados en el caso de estudio Windfloat Atlantic	39
Tabla 5.7. Proyectos internacionales de FPV (Fuente: Elaboración propia).....	48
Tabla 5.8. Desglose del CAPEX del proyecto de hibridación de Valdecañas	53
Tabla 5.9. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual en Valdecañas (Fuente: PVGIS)	54
Tabla 5.10. Resumen de los LCOE calculados en el caso de estudio de Valdecañas	55
Tabla 6.1. Desglose del CAPEX del proyecto del proyecto de ArcelorMittal	70
Tabla 6.2. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual para el proyecto de ArcelorMittal (Fuente: PVGIS)	72
Tabla 7.1. Irradiancia en cada zona (Fuente: Atlas solar mundial)	79
Tabla 7.2. Índices de explotación hidrológica por territorios (Fuente: Plan DSEAR, 2020).....	80
Tabla 7.3. Superficie destinada a agricultura de regadío de las diferentes CC.AA evaluadas (Fuente: ESYRCE).....	82
Tabla 7.4. Estimación del número de balsas de riego en cada región a analizar (Fuente: Consideraciones sobre la necesidad de la existencia de un inventario de balsas a nivel nacional)	84
Tabla 7.5. Desglose del CAPEX del proyecto de Los Floríos.....	89
Tabla 7.6. Resultados principales obtenidos de la producción anual (Fuente: PVGIS).....	89
Tabla 8.1. Resumen comparativo de los resultados obtenidos en los casos de estudio de las hibridaciones presentadas.....	95
Tabla 8.2. Resumen comparativo de los resultados obtenidos en los casos de estudio de aplicaciones concretas	95

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: Universidad de La Rioja)	16
Figura 4.1 Avances de la FPV a lo largo de su historia (Aydan Garrod, 2024)	18
Figura 4.2. Esquema básico de una instalación FPV (Aicha Djalaba, 2024)	20
Figura 4.3. Tipos de configuraciones de plantas FPV (Rubén Claus, 2023).....	21
Figura 4.4. Diseño de un sistema de refrigeración por termosifón para instalaciones fotovoltaicas flotantes. (Bayu Sutanto, 2024)	22
Figura 4.5. Geometría y condiciones de contorno del NCCL en paneles FPV (Bayu Sutanto, 2022) ..	23
Figura 4.6. Reducción de la emisión de CO ₂ en diferentes países gracias a la instalación de 1MW de capacidad instalada de FPV (Bo Bai, 2024), (Nagananthini Ravichandran, 2022), (Imamul Islam, 2023), (Nabil A.S. Elminshawy, 2024), (Tamara Bajc, 2023), (Ahmed Saeed, 2024)	25
Figura 4.7.Efecto de 1MW de capacidad instalada de FPV en la reducción de la evaporación del agua de los embalses (Bo Bai, 2024), (David Jung, 2024), (Tamara Bajc, 2023), (Muhammed Imran Kulat, 2023)	26
Figura 5.1. Esquema ilustrativo de las ventajas de la hibridación eólica off-shore + FPV (Qingxin Li, 2024).....	29
Figura 5.2. Imagen del proyecto Windfloat Atlantic (Fuente: Windfloat Atlantic)	30
Figura 5.3.Factor de capacidad de la energía eólica onshore vs off-shore en diferentes puntos de Europa (Fuente: IEA)	31
Figura 5.4.Promedio del LCOE en proyectos de eólica marina 2010 - 2023 (Fuente: AEE)	33
Figura 5.5.Fabricantes a nivel global de paneles fotovoltaicos (Fuente: Elaboración propia).....	34
Figura 5.6.Producción de energía mensual del sistema con unas pérdidas del 14% (Fuente: PVGIS).37	
Figura 5.7.Producción de energía mensual del sistema con unas pérdidas del 12% (Fuente: PVGIS).38	
Figura 5.8.Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV en el proyecto de hibridación Windfloat Atlantic (Fuente: Elaboración propia).....	39
Figura 5.9. Análisis de sensibilidad del LCOE de la hibridación en el proyecto Windfloat Atlantic (Fuente: Elaboración propia)	40
Figura 5.10. Configuración de una central de hibridación modelo (Jehanzeb Nasir, 2023)	43
Figura 5.11. Imagen de la central hidroeléctrica de Valdecañas (Fuente: Iberdrola España)	46
Figura 5.12. Superficie ocupada por una instalación de FPV en función de su capacidad instalada (Fuente: Elaboración propia)	48
Figura 5.13. Costes totales de instalación por proyecto y media ponderada mundial de la energía hidroeléctrica de 2010 a 2023 (IRENA, 2024)	50
Figura 5.14. Evolución histórica del precio de las baterías de litio en \$/kWh (Sandri, 2024)	50

Figura 5.15. Producción mensual de energía en kWh en el proyecto de hibridación de Valdecañas (Fuente: PVGIS)	54
Figura 5.16. Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV (Fuente: Elaboración propia).....	55
Figura 5.17. Análisis de sensibilidad del LCOE de la hibridación en el proyecto de Valdecañas (Fuente: Elaboración propia)	56
Figura 5.18. Imagen del proyecto de Alqueva (Fuente: El periódico de la energía).....	57
Figura 5.19. Modelo de producción gracias a la combinación de FPV e hidrógeno (Fuente: Revista Internacional de la energía del hidrogeno)	60
Figura 6.1. Evolución de las pérdidas medias acumuladas para cada tipo de peaje de acceso (CNMC, 2023).....	63
Figura 6.2. Imagen de ArcelorMittal Gijón (Fuente: Viktor Mácha).....	67
Figura 6.3. Producción mensual de energía en kWh para el proyecto de ArcelorMittal (Fuente: PVGIS)	71
Figura 6.4. Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV en el embalse de ArcelorMittal (Fuente: Elaboración propia)	72
Figura 6.5. Evaluación económica del proyecto de autoconsumo de ArcelorMittal (Fuente: Elaboración propia).....	73
Figura 6.6. Comparación del LCOS (\$/kw anual) (Fuente: LAZARD, 2024)	76
Figura 7.1. Instalación de fotovoltaica flotante en la balsa de Abellán (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación).....	77
Figura 7.2. Evapotranspiración potencial (ETo) acumulada media anual a lo largo de 20 años (Fuente: AEMET)	81
Figura 7.3. Principales tipos de cultivos en las CC.AA a evaluar (Fuente: ESYRCE)	83
Figura 7.4. Plano de implantación y características técnicas del embalse proyectado Los Floríos (Fuente: EIA del proyecto)	86
Figura 7.5. Producción mensual de energía en kWh en el proyecto de Los Floríos (Fuente: PVGIS) ..	90
Figura 7.6. Evolución de la producción anual en MWh del proyecto de Los Floríos (Fuente: Elaboración propia).....	90
Figura 7.7. Evolución económica del proyecto de autoconsumo (Fuente: Elaboración propia).....	91

1. Motivación y objetivos

La creciente demanda de soluciones energéticas sostenibles y la necesidad de maximizar su integración en los sistemas energéticos actuales, impulsa a desarrollar tecnologías innovadoras como la solar fotovoltaica flotante. Esta novedosa tecnología ofrece un gran potencial, al aprovechar espacios acuáticos disponibles y aumentar la eficiencia de los paneles solares gracias al efecto refrigerante del agua.

Pese a sus múltiples ventajas, la energía solar flotante se encuentra en una fase temprana de desarrollo, lo cual plantea la necesidad de estudiar distintas opciones para su implantación. Este proyecto se propone explorar no solo la aplicación de forma aislada de esta tecnología, sino también sus posibilidades de hibridación con otras fuentes de energía, ya que a través de la hibridación es posible compensar las limitaciones individuales de cada fuente, maximizando la producción y contribuyendo a un sistema energético más sostenible y estable en términos de suministro.

El objetivo principal del proyecto se centra en la evaluación de diferentes vías de implementación de esta tecnología, a través del análisis técnico y económico de diferentes configuraciones. Dentro de todos los posibles escenarios de implantación, se pone el foco en el estudio de la hibridación, considerándose un objetivo clave del trabajo: analizar que configuraciones de hibridación resultan atractivas para el mercado eléctrico español. Paralelamente, se estudiará la tecnología como tal, ya que de cara a analizar la implantación de la misma es indispensable conocer de primera mano cuales son los factores primordiales a la hora de mejorar rendimientos, reducir la intermitencia de producción y optimizar el mantenimiento.

Finalmente, el trabajo persigue también como objetivo específico el estudio detallado de aplicaciones concretas en distintos contextos con el fin de identificar en qué condiciones la fotovoltaica flotante puede aportar valor añadido y facilitar su implantación real a escala nacional.

2. Metodología

En base a los objetivos descritos previamente, el contenido del presente trabajo se estructurará en torno a cuatro acciones clave:

- Revisión del estado del arte: Como paso inicial, se realizará una revisión sistemática del estado del arte de la tecnología, con el objetivo de sintetizar los avances más relevantes en torno a la FPV hasta la actualidad. Para ello, se revisarán diversas fuentes académicas con el fin de identificar las principales líneas de evolución desde sus primeras implantaciones hasta la actualidad. Además, en el capítulo se analizarán aspectos clave como el rendimiento energético, los factores económicos asociados a la tecnología, los beneficios ambientales asociados en materia de reducción de la evaporación de las aguas o uso eficiente del suelo, así como las principales diferencias en comparación con la tecnología fotovoltaica convencional.
- Estudio técnico-económico de hibridaciones entre FPV y otras tecnologías: A continuación, se explorará la posibilidad de integrar la FPV con otras fuentes energéticas o vectores de almacenamiento. Para ello, se analizarán tres configuraciones principales: FPV + eólica off-shore, FPV + hidroeléctrica (con y sin bombeo) y FPV + hidrógeno verde. Para cada caso se revisará la literatura disponible en términos de complementariedad energética entre ambos recursos, posibles sinergias técnicas y/o operativas, además de mejoras en la eficiencia global y costes combinados.

Este análisis proporcionará información clave para conocer las configuraciones híbridas más viables desde el punto de vista técnico y económico, respaldándose en dos de los tres escenarios investigados por un caso de estudio concreto, el cual permitirá contrastar la viabilidad teórica de la hibridación con resultados numéricos. Para la elaboración de dichos casos de estudio, se recurrirá a hojas de cálculo como Excel, además de la herramienta PVGIS, utilizada para la estimación de la producción energética en diversos puntos geográficos seleccionados para las instalaciones.

- Determinación de aplicaciones concretas de la FPV en el panorama nacional: En tercer lugar, se tratará de identificar escenarios reales de aplicación de FPV en sectores estratégicos a nivel nacional, en línea con el tercer y último objetivo del trabajo. En este sentido, se realizará una búsqueda de información y revisión de bibliografía centrada en dos áreas concretas: instalaciones de FPV en entornos industriales, especialmente en embalses de refrigeración de grandes consumidores eléctricos como la industria siderúrgica, y aplicaciones en el sector agrícola, concretamente en balsas de riego. En ambos casos se evaluarán métricas técnicas como potencias instaladas o producción energética, así como barreras normativas u oportunidades de financiación.

De nuevo se incluirá en ambos ámbitos de aplicación un caso de estudio concreto para ejemplificar la información teórica sintetizada, recurriendo también a Excel y PVGIS para la extracción de resultados numéricos.

- Análisis de resultados: Finalmente, en base a la información recogida en los tres bloques principales previamente descritos, se tratará de llegar a conclusiones concretas a cerca del potencial de la tecnología fotovoltaica flotante en el contexto energético del país actualmente. Se compararán los diversos escenarios y casos analizados, destacando patrones comunes y posibles variaciones relevantes que influirían en la viabilidad de la fotovoltaica flotante en cada contexto. Además, se tratarán de identificar barreras y oportunidades, distinguiendo entre aquellas de carácter transversal y las específicas de cada sector, con el fin de proponer recomendaciones realistas y accionables.

3. Alineación con los Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

El proyecto se alinea de forma clara con varios de los conocidos como Objetivos de Desarrollo Sostenible establecidos, una agenda global establecida por las Naciones Unidas, la cual persigue abordar desafíos en materia climática o social, entre otros aspectos.



Figura 3.1. Objetivos de Desarrollo Sostenible (Fuente: Universidad de La Rioja)

Analizando los objetivos recogidos en la Figura 3.1. Objetivos de Desarrollo Sostenible, el enfoque del proyecto se alinea de forma clara con:

ODS 7- Energía asequible y no contaminante

La energía solar fotovoltaica flotante contribuye a la generación de energía limpia y renovable, por lo tanto, al ampliar la capacidad de generación mediante la misma, se promueve el acceso a energía sostenible y asequible, especialmente en regiones con escasez de terrenos aptos para instalaciones solares tradicionales. Además, la inclusión de esta tecnología contribuye a la reducción de la dependencia de tecnologías fósiles, lo que consecuentemente supone un impacto positivo en la generación de energía no contaminante.

ODS 9- Industria, innovación e infraestructura

El proyecto fomenta la innovación en las infraestructuras energéticas mediante la evaluación de diferentes configuraciones de sistemas solares flotantes. Además, la hibridación de la tecnología solar fotovoltaica flotante con otras fuentes permite crear sistemas energéticos más robustos y menos dependientes de las condiciones climáticas, lo cual supone otro reto en materia de infraestructuras.

Este trabajo tiene un claro enfoque innovador dentro de la industria energética, tratando de aportar soluciones avanzadas y sostenibles que puedan implementarse progresivamente a nivel global.

ODS 13- Acción por el clima

Gracias a la generación de energía mediante fuentes renovables como la fotovoltaica flotante se reduce la dependencia de combustibles fósiles y consecuentemente, se disminuye las emisiones de CO₂, por lo que existe una alineación clara con el objetivo de mitigación del cambio climático.

Además de estos tres objetivos, existen puntos que favorecen otros objetivos como el **11. Ciudades y comunidades sostenibles**, ya que, al implantar las plantas fotovoltaicas en superficies acuáticas, se podrían liberar terrenos en áreas urbanas para su crecimiento de ciudades, o bien en zonas rurales, aportando un mayor número de terrenos para actividades agrícolas o ganaderas.

Paralelamente, el objetivo **6. Agua limpia y saneamiento** también se puede ver alineado con las actividades que se promueven en el proyecto, ya que se reduciría la evaporación de agua. Esto resultaría especialmente beneficioso en zonas con problemas de escasez, permitiendo ejercer un mayor control sobre los recursos hídricos.

4. Estado del arte

En un contexto de crecimiento sostenido de la demanda energética global y de una creciente presión por cumplir con estrictas políticas medioambientales, las fuentes de energía renovable están adquiriendo un papel protagonista en el mix energético internacional (IRENA, 2019). Entre estas fuentes, la energía solar destaca como una de las tecnologías más prometedoras y de rápido aumento, logrando un crecimiento del 58%, el mayor registrado, entre 2017 y 2021 (Ramanan C.J., 2024). Su capacidad para generar electricidad de forma limpia y competitiva la posiciona como una opción clave para afrontar los retos energéticos actuales y futuros, contribuyendo de manera significativa a la transición hacia un modelo energético más sostenible.

Dentro de la energía solar, existen diferentes estrategias como la energía solar concentrada o la termo solar. Sin embargo, la tecnología más prometedora es la solar fotovoltaica, la cual se espera que sea la segunda fuente de generación eléctrica a nivel mundial para el año 2050, superada únicamente por la energía eólica (IRENA, 2019). Además, en los últimos años empieza a cobrar fuerza un nuevo concepto dentro de esta tecnología, **la energía solar fotovoltaica flotante, FPV**. Esta nueva estrategia de instalación presenta diferentes ventajas frente a la fotovoltaica terrestre, como puede ser una mayor eficiencia gracias al uso del agua como un refrigerante natural, o una reducción del impacto ambiental en comparación con las instalaciones terrestres convencionales (Mohsin Ali Koondhara, 2024).

4.1. Evolución y situación actual de la energía solar fotovoltaica flotante

El concepto de energía solar fotovoltaica flotante surgió en Japón, cuando dos empresas, Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. Ltd. y Mitsui Zosen KK, presentaron la primera patente. Japón fue también el primer país en instalar este tipo de tecnología en el año 2007, seguido de países como Estados Unidos, India o Portugal (Aydan Garrod, 2024). En 2008, un informe presentado en una conferencia europea destacó los beneficios de instalar sistemas solares en cuerpos de agua, impulsando el interés global por la tecnología y marcando un hito clave para que diferentes países y empresas empezasen a apostar por la tecnología (Ramanan C.J., 2024).

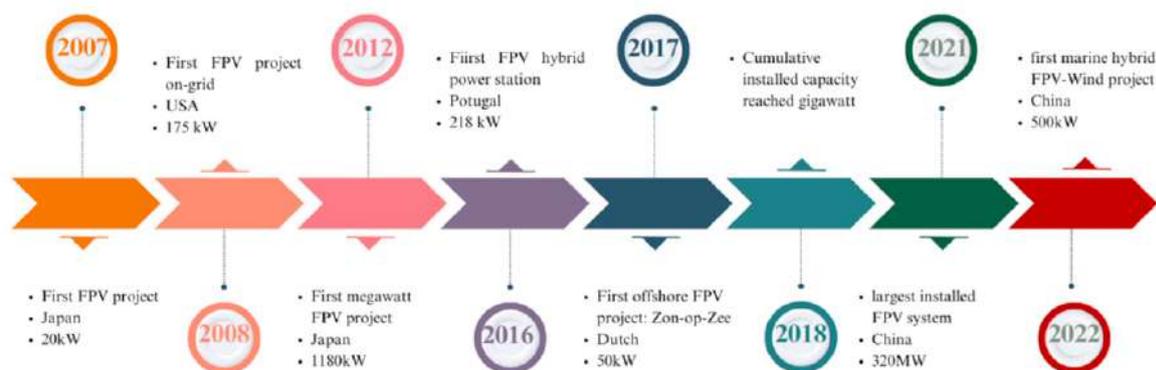


Figura 4.1 Avances de la FPV a lo largo de su historia (Aydan Garrod, 2024)

Desde 2016, la capacidad instalada de plantas FPV ha crecido rápidamente, pasando de 100 MW a más de 3 GW en 2021. A pesar de que la zona de Asia -Pacífico lidera la producción global de FPV, con 2,7 GW de los 3 instalados en 2021, en Europa se está apostando por esta tecnología en países como Portugal o Países Bajos, donde existe una planta FPV con una capacidad instalada de 200 kW (Aicha Djalaba, 2024). Este crecimiento se debe a diversos factores a su favor, como la reducción de la evaporación, la minimización del uso de tierras o enfriamiento natural de las placas gracias al agua, el cual aumenta el rendimiento medio de las instalaciones entre un 0,6 a un 4,4% frente a instalaciones terrestres (Ramanan C.J., 2024).

Actualmente, existen 643 plantas FPV en cuerpos de agua dulce en 28 países diferentes, ubicándose el 84,7% de estas en Asia, principalmente en Japón, Taiwán y China. La cobertura media de los lagos que cuentan con este tipo de instalaciones es del 34,2%, ya que estudios revelan que una cobertura superior al 40% afecta considerablemente a la biomasa de clorofila y otros indicadores de calidad del agua (Regina Nobre, 2024). De cara al futuro, se espera que la capacidad global de los sistemas FPV continúe expandiéndose, con proyecciones de crecimiento del 22,5% anual para 2030 (Ramanan C.J., 2024).

A nivel nacional, la energía solar fotovoltaica flotante se postula como una gran herramienta de cara a una mayor inclusión de energías renovables en el mix energético español. Diversos estudios apuntan a que cubriendo el 10% de la superficie de agua disponible con módulos fotovoltaicos horizontales se podrían generar 80 TWh/año, el equivalente al 31% de la demanda eléctrica del país en 2022, lo que a su vez supondría una reducción del 81% de generación a partir de recursos no renovables, y un 6% en emisiones de gases efecto invernadero, GEI (M. López, 2022). Concretamente, los estanques de riego en regiones del sur de España presentan un enorme potencial para el despliegue de esta tecnología, ya que son zonas en las que existe una alta irradiación solar, y al mismo tiempo se enfrentan a problemas de escasez de terrenos disponibles. Gracias a la FPV se podría cubrir completamente la demanda eléctrica en zonas de Andalucía, Extremadura o Murcia, al mismo tiempo que se reduciría la evaporación de las aguas y la ocupación de los terrenos. (Emilio Muñoz-Cerón, 2023).

4.2. Energía solar fotovoltaica flotante. Elementos y configuraciones

Se entiende por energía solar fotovoltaica flotante, FPV, a todas aquellas instalaciones dispuestas en un cuerpo acuático, bien sea en mares u océanos, o por el contrario en aguas controladas como lagos o embalses (Aydan Garrod, 2024). Este tipo de instalaciones, además de los paneles fotovoltaicos, suele estar compuestas por:

- Los pontoons o estructuras flotantes: Son las estructuras encargadas de aportar la flotabilidad y estabilidad a los módulos fotovoltaicos. Suelen estar fabricadas a base de polietileno de alta densidad (HDPE), un material conocido por su resistencia a la corrosión y los rayos UV.
- Sistemas de amarre: Encargados de fijar la estructura al fondo del cuerpo de agua, suelen estar formados por un ancla, un cable de amarre y algún tipo de mecanismo de ajuste, el cual permite que el sistema de amarre se adapte a cambios en las condiciones del agua.
- Cables y conectores: Se trata de cables especiales, resistentes al agua y a la alta corrosión del medio. (Mohsin Ali Koondhara, 2024).

En base a estos componentes principales, se realiza una clasificación de las instalaciones de FPV en función del tipo de pontones empleados. Se puede hablar de (Rubén Claus, 2023):

- Pontones cilíndricos: Ampliamente utilizados en sistemas flotantes, aportan una alta flotabilidad a la instalación.
- Pontones modulares: Empleados principalmente en instalaciones en cuerpos de agua pequeños o con formas irregulares, su principal ventaja es la facilidad de transporte y su versatilidad a la hora de diseñar diversas configuraciones en función de las condiciones específicas del cuerpo de agua.
- Pontones de tipo plataforma plana: Aportan una superficie uniforme sobre la que montar los paneles, pero solo se pueden utilizar en condiciones muy constantes de poco movimiento del agua y poco viento.

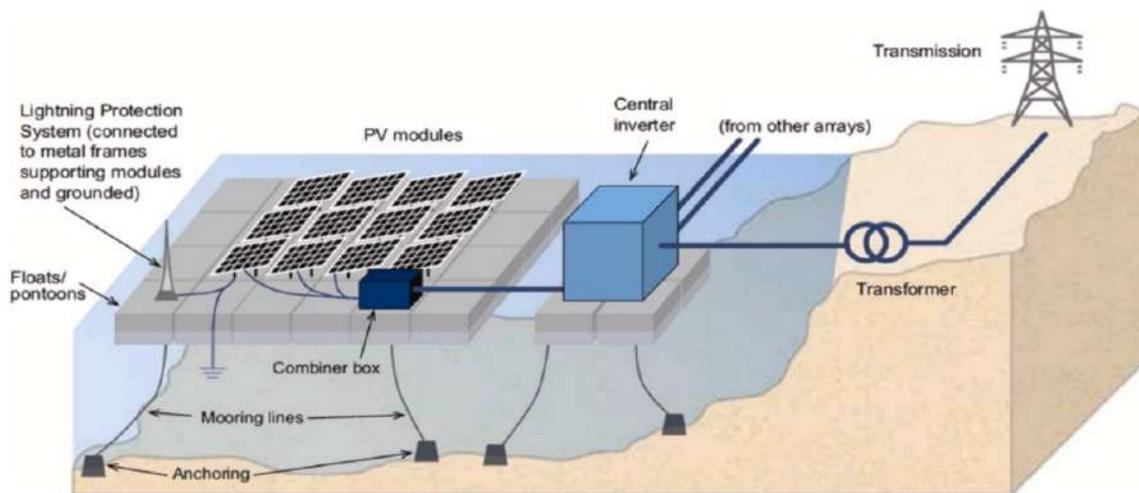


Figura 4.2. Esquema básico de una instalación FPV (Aicha Djalaba, 2024)

Las instalaciones también pueden ser clasificadas en configuraciones rígidas o articuladas. En las configuraciones rígidas los flotadores están conectados mediante vigas continuas, aportando una mayor estabilidad frente a oleaje y viento, lo que al mismo tiempo se traduce en una considerable falta de flexibilidad en la estructura. En cambio, en las configuraciones articuladas los flotadores se conectan mediante bisagras, permitiéndose así el movimiento independiente entre módulos. Un aspecto negativo de este tipo de configuración a destacar es el incremento de movimiento de cabeceo o *pitch* de la instalación, que puede provocar la pérdida del ángulo óptimo de inclinación de cara a maximizar la producción de energía (Rubén Claus, 2023).

Además de las configuraciones generales anteriormente descritas, en el caso concreto de instalaciones en mares u océanos se habla también de FPV sumergidos, los cuales son capaces de hundirse parcialmente con el fin de evitar daños por olas de gran envergadura (Wei Shi, 2023).

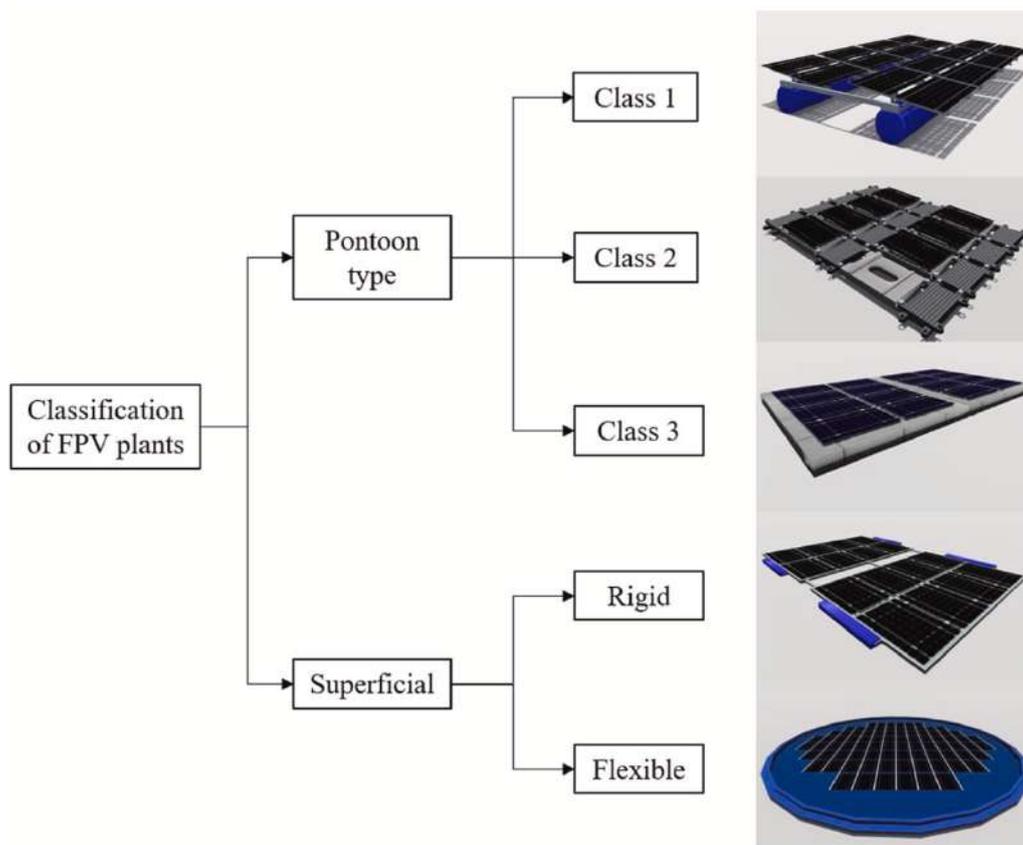


Figura 4.3. Tipos de configuraciones de plantas FPV (Rubén Claus, 2023)

A pesar de que las instalaciones FPV en entornos marinos son altamente interesantes, no solo por gran potencial y alta escalabilidad, sino también por las sinergias que puede ofrecer con otras energías renovables como la energía eólica marina o la energía mareomotriz, la complejidad añadida que suponen factores como las olas o las condiciones ambientales en mar abierto hacen que el desarrollo de la energía fotovoltaica flotante en condiciones marinas este aún menos desarrollado que en entornos con unas condiciones más controladas como pueden ser embalses o lagos (Wei Shi, 2023). Es por ello por lo que, el presente documento se centrará más en profundizar en la FPV implementada en dichos entornos controlados, ya que a pesar de que la tecnología en general se encuentra en una fase de desarrollo, la mayoría de los estudios y bibliografía existente se centra más en este tipo de instalaciones.

4.3. Eficiencia y principales factores del rendimiento en plantas FPV

A pesar de que, en general, las plantas FPV pueden llegar a presentar un aumento de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos de entre un 12% y un 13% respecto a una instalación terrestre (Aicha Djalaba, 2024), este aumento de la eficiencia es altamente variable y depende de numerosos factores.

En primer lugar, la tecnología empleada para los módulos fotovoltaicos juega un papel crucial a la hora de aumentar la eficiencia de la instalación, llegándose a demostrar en un experimento realizado en Huainan, China, un mayor desempeño de módulos monocristalinos con tecnología de doble vidrio y

PERC tipo P frente al resto de tecnologías analizadas (Chao Ma, 2024). En cuanto a la configuración óptima de los paneles, se ha demostrado que los paneles en disposición rectangular ofrecen una mayor estabilidad, tanto para condiciones operativas estándar como extremas (Wanhai Xu, 2024)

Además, el tipo de configuración (sistemas fijos o sistemas de seguimiento) y el tipo de módulos (monofaciales o bifaciales) también afecta considerablemente en el rendimiento de las instalaciones. Se ha demostrado que la tecnología bifacial incrementa el rendimiento energético entre un 3 y un 4%, mientras que en los sistemas de seguimiento, los arreglos horizontales Este-Oeste aumentan el rendimiento entre un 14,4% y un 16,9%, y los Norte-Sur alcanzan mejoras de entorno al 25%. Los sistemas verticales y de doble eje destacan con incrementos de hasta el 47,4%, siendo el doble eje el más eficiente, aunque con mayores costos y complejidad (Giuseppe Marco Tina F. B., 2022).

Sin embargo, el factor clave del aumento del rendimiento de las instalaciones flotantes frente a las terrestres es sin duda la refrigeración natural que ofrece el hecho de situar los paneles sobre agua. De forma general, los FPV operan en torno a 5° menos que las instalaciones terrestres convencionales. Esta disminución de temperatura de operación se traduce en ganancias energéticas de en torno al 3% (Sofiane Kichou, 2022). No obstante, existen técnicas de enfriamiento que disminuyen aún más esta temperatura de operación, maximizando la eficiencia de las instalaciones. Dichas técnicas se clasifican en activas o pasivas, en función de si requieren o no energía eléctrica externa para operar (Bayu Sutanto, 2024). La mayoría de los proyectos de investigación actuales se enfocan más en métodos de enfriamiento pasivo, ya que son más viables económicamente, al no requerir aportes de electricidad. Un ejemplo interesante de enfriamiento pasivo sería el uso de un termosifón en las placas, el cual puede llegar a mejorar la potencia eléctrica de las instalaciones en más de un 3% respecto a las instalaciones flotantes sin enfriamiento pasivo (Bayu Sutanto, 2024).

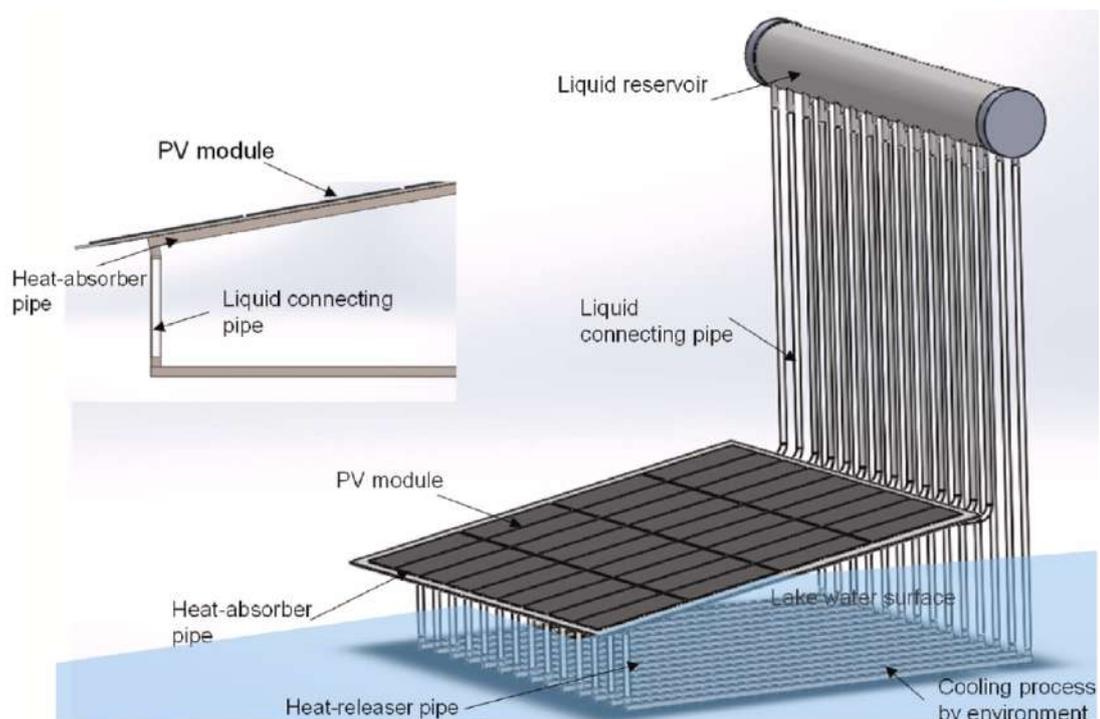


Figura 4.4. Diseño de un sistema de refrigeración por termosifón para instalaciones fotovoltaicas flotantes. (Bayu Sutanto, 2024)

Otros estudios apuntan al uso de circuitos de enfriamiento por convección natural como una herramienta eficaz a la hora de disminuir la temperatura de operación de las placas. Resultados experimentales llegaron a aumentar la eficiencia en un 17,84%, mejorando la producción de energía de forma considerable (Bayu Sutantoa, 222).

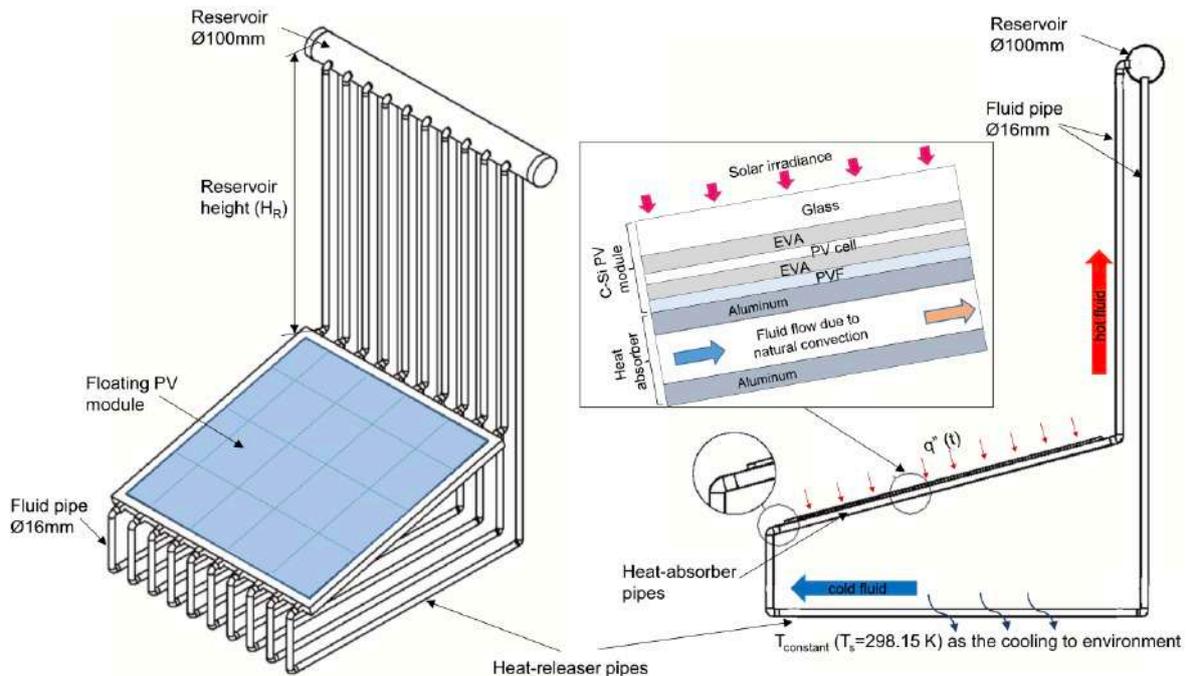


Figura 4.5. Geometría y condiciones de contorno del NCCL en paneles FPV (Bayu Sutantoa, 222)

4.4. Factores económicos en las instalaciones FPV

A la hora de analizar la viabilidad económica de los FPV, es indispensable manejar ciertos parámetros básicos como son:

- *Capital Expenditure*, CAPEX: Parámetro que recoge todas las inversiones que realiza una empresa a largo plazo para adquirir activos (Munich Business School, 2024).
- *Operational Expenditure*, OPEX: Parámetro que recoge todos los gastos generales de funcionamiento asociados a operaciones cotidianas de una empresa (Munich Business School, 2024).
- *Levelized Cost of Energy*, LCOE: Medida que permite comparar económicamente diferentes métodos de generación. Se calcula como el coste medio de construcción y explotación de la planta por unidad de electricidad generada a lo largo de la supuesta vida útil de una instalación (Corporate Finance Institute, 2024).
- *Net Present Value*, NPV: Valor neto de todos los flujos de caja futuros a lo largo de la vida de una inversión descontados al presente (Corpotare Finance Institute, 2025).

En base a estas definiciones y bibliografía existente, se puede afirmar que, de forma general, a pesar de que los FPV tienen un LCOE mayor que los paneles fotovoltaicos terrestres (LPV) (0,059 \$/kWh frente a 0,045 \$/kWh), su NPV a largo puede llegar a ser superior. Además, el tiempo medio de recuperación de la inversión en ciertos proyectos está en unos 15 años, 25% más corto que los LPV (Nabil A.S. Elminshawya, 2024). Entrando a analizar diferentes configuraciones, la implementación de sistemas bifaciales y sistemas de enfriamiento activo tienen un claro impacto positivo en la eficiencia de las instalaciones y la reducción del LCOE, aunque a día de hoy sigue teniendo un CAPEX demasiado elevado (Giuseppe Marco Tina F. B.-C., 2023).

A nivel europeo, el coste nivelado de electricidad varía significativamente, desde 0,040 €/kWh hasta 0,277 €/kWh. En general, este rango de costes supera al LCOE de otras tecnologías renovables como eólica o fotovoltaica terrestre, pero es siempre inferior al de las tecnologías de generación fósil. En cuanto a la rentabilidad económica, países como Italia, España o Grecia se sitúan como los más rentables gracias a factores como los altos rendimientos energéticos, los precios elevados de la electricidad y los bajos CAPEX. Por el contrario, países nórdicos como Irlanda o Suecia presentan las menores rentabilidades debido a su baja irradiación solar o los menores precios de electricidad en el mercado (Leonardo Micheli D. L., 2023). Se puede concluir que, a nivel europeo, la inversión en CAPEX y el precio de la electricidad son los factores que más influyen en la competitividad financiera de las instalaciones. Por ejemplo, se ha concluido que una reducción del 1% en el CAPEX puede incrementar el NPV promedio en 10€/kW (Leonardo Micheli F. A.-V., 2024).

En cuanto a España, actualmente ya se puede hablar de una tecnología FPV competitiva, con un LCOE de 0,46€ /kWh, inferior al precio promedio de la electricidad (Leonardo Micheli F. A.-V., 2024). En términos de capacidad, España cuenta con 1.604 km² de superficie de embalses disponibles. Cubriendo el 50% de los embalses se podrían generar 144 GW, lo que en el año 2021 suponía el 87% de la demanda eléctrica nacional (Micheli, 2021).

4.5. Factores medioambientales de las instalaciones FPV.

Por otro lado, las instalaciones fotovoltaicas flotantes tienen un innegable impacto medioambiental en el entorno natural donde se ubican. En primer lugar, se sabe que la colocación de FPV tiene un efecto de enfriamiento en el agua durante el día, mientras que por la noche produce aislamiento térmico. Este cambio ayuda a mitigar el flujo vertical, el cual consume oxígeno y libera nutrientes del fondo del agua. Además, diversos estudios respaldan la idea de que las FPV pueden reducir considerablemente las emisiones de CO₂, así como ayudar a ahorrar agua, evitando su evaporación (Zhao Liua, 2023). También puede ayudar a la reducción del crecimiento de algas, limitando la penetración solar en el agua, y mejorando así la calidad de la misma (Hamid M. Pouran, 2022).

El hecho de instalar placas fotovoltaicas en agua genera un uso eficiente del suelo, liberando terrenos para uso agrícola, lo que en países con una alta densidad de población resulta crucial. También puede favorecer al uso de áreas degradadas, instalándose en terrenos contaminados o zonas industriales abandonadas, como es el ejemplo del proyecto de Anhui, en China. Se trata de una instalación en un lago de una antigua mina colapsada, el cual consigue darle una segunda vida a un espacio sin utilidad, generando valor añadido a las zonas cercanas (Hamid M. Pouran, 2022).

Como aspectos negativos, se sabe que los FPV reducen significativamente el oxígeno disuelto en el agua, lo que supone un riesgo para la vida acuática (Zhao Liua, 2023). También se deben considerar los riesgos asociados a una posible degradación química de los materiales flotantes, los cuales pueden liberar sustancias químicas nocivas en el agua (Hamid M. Pouran, 2022).

Analizando cuantitativamente el impacto medioambiental positivo de la tecnología gracias a estudios llevados a cabo en diversos países, en la Figura 4.6 se puede apreciar el impacto que tiene 1MW de capacidad instalada de FVP en términos de reducción de emisiones de CO₂. Se puede afirmar que, en países como Serbia o Arabia Saudí, donde la dependencia de combustibles fósiles es muy alta, el impacto de introducir fotovoltaica flotante en el mix de generación es enorme en materia de emisiones, ya que consigue reducir el uso de fuentes altamente contaminantes. En otros países con una matriz de generación más diversificada, como es el caso de China o Bangladesh, introducir FPV tiene un impacto menor a la hora de reducir emisiones, ya que cuentan más con otro tipo de recursos como puede ser la hidroeléctrica o la nuclear, los cuales tienen un factor de emisiones menor.

Reducción de CO₂ (t CO₂/ año)

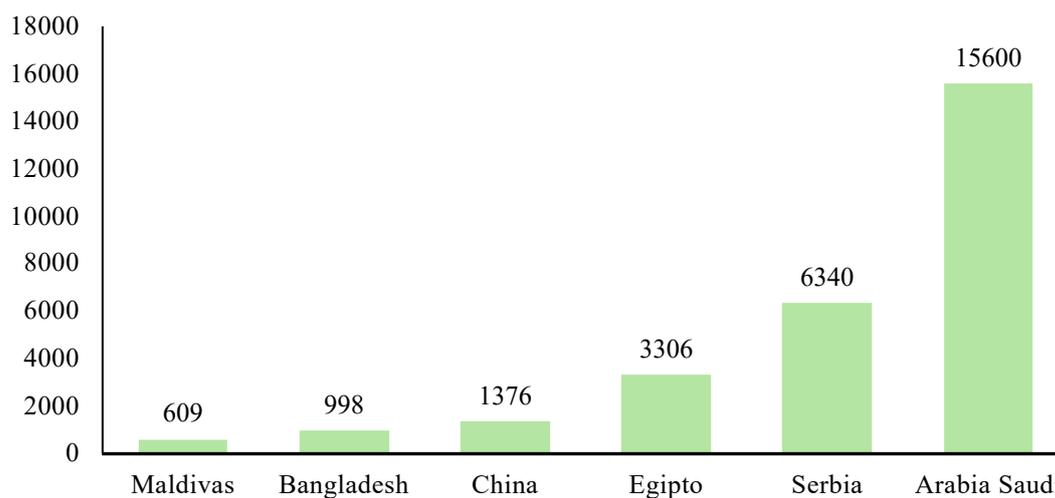


Figura 4.6. Reducción de la emisión de CO₂ en diferentes países gracias a la instalación de 1MW de capacidad instalada de FPV (Bo Bai, 2024), (Nagananthini Ravichandran, 2022), (Imamul Islam, 2023), (Nabil A.S. Elminshawy, 2024), (Tamara Bajc, 2023), (Ahmed Saeed, 2024)

Además, analizando cuantitativamente el ahorro de agua, en la Figura 4.7 se plasma el efecto de instalar 1 MW en diversos países en base a estudios llevados a cabo en las diferentes ubicaciones. Estas diferencias se deben principalmente al clima y las tasas de evaporación natural de las diferentes ubicaciones, así como a factores hidrológicos como la profundidad del embalse o la exposición solar de los mismos.

No obstante, ambas gráficas dan una visión clara de los resultados positivos en materia medioambiental que ofrece la tecnología, demostrando el gran potencial que tiene, sobre todo en países con gran dependencia de recursos fósiles o problemas de escasez de agua.

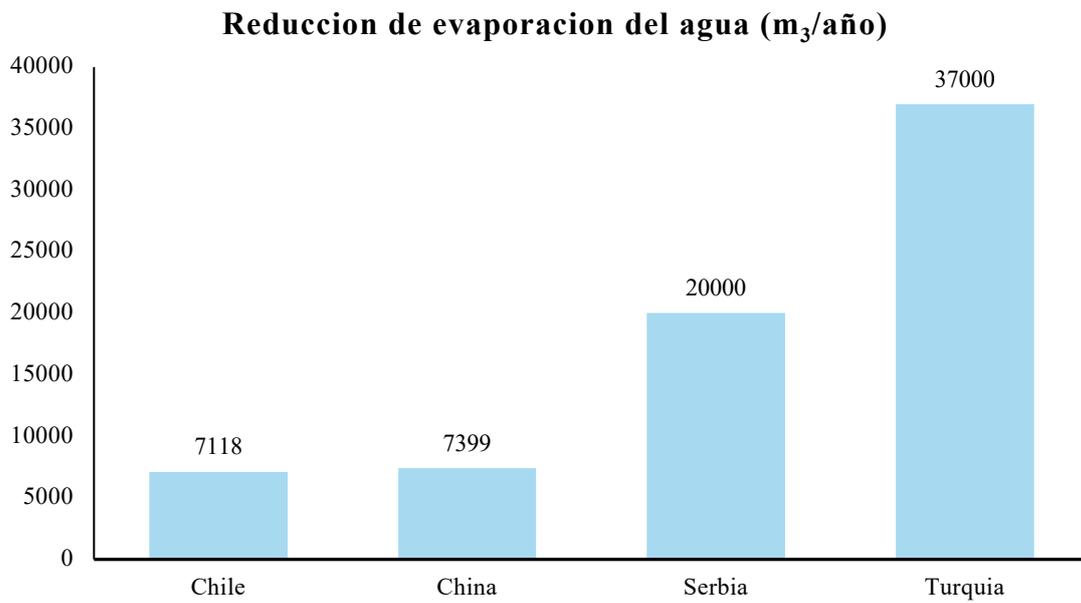


Figura 4.7.Efecto de 1MW de capacidad instalada de FPV en la reducción de la evaporación del agua de los embalses (Bo Bai, 2024), (David Jung, 2024), (Tamara Bajc, 2023), (Muhammed Imran Kulat, 2023)

4.6. Comparativa de la FPV con la energía fotovoltaica terrestre

A la hora de comparar la energía fotovoltaica flotante con las instalaciones terrestres convencionales, es necesario analizar diferentes factores que pueden influir a la hora de apostar por una modalidad de generación u otra. Para ello, a través de una revisión bibliográfica de diferentes proyectos que se han llevado a cabo comparando ambas tecnologías, se intentan extraer conclusiones concretas de las ventajas y desventajas que existen actualmente.

En primer lugar, el principal factor a comparar es la **producción de energía**. En líneas generales, los estudios llevados a cabo destacan una mayor producción de la FPV. En Europa, esta producción es en torno al 2% mayor respecto a la fotovoltaica terrestre (Leonardo Michelia, 2022), mientras que en proyectos en otros países este porcentaje aumenta a un 4,57% en el caso de Ghana (Rahimat O. Yakubu, 2023) o a un 7% en el caso de la India (Anusuya K, 2024). En el estudio en el que esta mejora en términos de producción energética es más acusada es en el caso de Arabia Saudí, donde en condiciones practicante idénticas, la instalación FPV produjo entre 3 y 4 veces más que la instalación fotovoltaica terrestre (Shafiqur Rehman, 2024).

Estas mejoras en términos de producción están asociadas principalmente a la **temperatura de operación**. Este factor se comprobó en diferentes proyectos. Por ejemplo, en Polonia, la mejora de producción del 2,3% que se logró respecto a la instalación terrestre se asoció al enfriamiento del agua, ya que las temperaturas de operación de la instalación eran entre 4,1 y 6,5 °C menores (Andrzej Boduch, 2022). Un efecto similar tuvo en el proyecto de la India, donde la temperatura de operación de los paneles flotantes era entre 4 y 8°C menores que la de los paneles terrestres, afectando sobre todo en puntos del estudio donde el clima era más extremo (Anusuya K, 2024). También afectó enormemente en el proyecto de Arabia Saudí, donde la temperatura de operación de los paneles flotantes era entre un 7,5% y un 21,34% menor en los paneles flotantes, estando la mayor diferencia de temperatura registrada en un 52% (Shafiqur Rehman, 2024).

Otro factor de peso en estos resultados en materia de producción es el **efecto de la suciedad**. En los proyectos de la India o China se concluyó que la FPV presentaba unas menores pérdidas por suciedad, principalmente por una menor acumulación de polvo, lo que consecuentemente mejora su eficiencia (Anusuya K, 2024) (Bo Bai, 2024). Además, este aspecto tiene un impacto directo en los costes de mantenimiento, los cuales disminuyen al tener que limpiar con menor frecuencia la instalación (Muhammed Imran Kulat, 2023).

Sin embargo, en contraposición a la superioridad en términos de producción de la FPV, la energía fotovoltaica convencional sigue superando a la flotante en **términos económicos**. Esto se debe principalmente a la inversión inicial necesaria. Analizando los principales indicadores económicos, las instalaciones terrestres tienen un mayor NPV e IRR, además de un menor periodo de retorno de la inversión (Anusuya K, 2024). El LCOE de las instalaciones flotantes actualmente es mayor en todos los países analizados a través de proyectos comparativos de ambas modalidades, principalmente por ese CAPEX muy superior de la fotovoltaica flotante (en el estudio de Polonia se estimó entre un 10 y 21% mayor) (Andrzej Boduch, 2022).

Además, otro aspecto negativo en comparación con la fotovoltaica terrestre es el **marco regulatorio**. Es necesaria una regulación clara e incentivos gubernamentales para conseguir que los países apuesten por la fotovoltaica flotante ya que, a día de hoy, sigue siendo menos rentable a pesar de su mejor índice de producción (Abid Muhammad, 2021) (Muhammed Imran Kulat, 2023).

5. Hibridación de la energía fotovoltaica flotante

Además de la ventaja de optimización de espacios que ofrece la energía fotovoltaica flotante al instalarse en lagos o mares, esta tecnología ofrece un amplio abanico de posibilidades en términos de hibridación con otras tecnologías más consolidadas. A pesar de ser una tecnología relativamente nueva, ya existen casos de hibridación de energía fotovoltaica flotante con otras tecnologías, principalmente renovables. El objetivo prioritario de estas hibridaciones es optimizar el uso de las instalaciones ya existentes, mejorando la integración en la red y reduciendo la intermitencia de generación, el principal inconveniente que se le achaca a las fuentes renovables.

5.1. Hibridación de energía fotovoltaica flotante (FPV) con energía eólica off-shore

En primer lugar, buscando la hibridación con la energía eólica, los estudios existentes se enfocan principalmente en la energía eólica off-shore. Esta tecnología se postula en la actualidad como una de las principales alternativas para abordar el reto de la transición energética, ya que presenta ventajas claras como una gran capacidad de generación gracias a los vientos fuertes y estables que se dan en los mares y océanos, o un menor impacto visual que los parques eólicos terrestres.

Además, el hecho de incluir paneles fotovoltaicos flotantes en los parques existentes permite aumentar la producción de energía, optimizando el uso del espacio de los parques ya disponibles en mares y océanos. Artículos científicos concluyen que el potencial global de la hibridación de FPV con la energía eólica marina es de aproximadamente 1370 TWh/año, lo que supone aumentar por 7 la capacidad existente de la eólica off-shore (Yubin Jina, 2024). Así mismo, en términos de densidad de producción, se puede llegar a mejorar hasta en 10 veces la producción por m^2 (Yubin Jina, 2024).

5.1.1. Complementariedad energética

La hibridación de parques eólicos off-shore con FPV presenta dos vías beneficiosas clave, que sitúan a esta alternativa como una estrategia de generación interesante por lo que apostar.

En primer lugar, **la naturaleza complementaria de ambas tecnologías** resulta altamente atractiva a la hora de combinar ambos métodos de generación. Diversos estudios han demostrado que existe una correlación negativa entre ambas tecnologías, lo que se traduce en una mejora notable en términos de estabilidad del suministro (Alberto Ghigo, 2022). Por un lado, la energía eólica marina tiende a producir más en invierno y en horarios nocturnos, mientras que la FPV tiene su pico de producción en los momentos más soleados, principalmente en verano y de día (Yubin Jina, 2024).

Esta naturaleza complementaria, además de mejorar de forma evidente el perfil de generación, reduciendo la variabilidad total de las tecnologías de forma aislada e incrementando la producción total anual, también se traduce en un factor de capacidad complementario superior al de ambas tecnologías de forma aislada. Las plantas de energía eólica offshore, en la actualidad, presentan un factor de capacidad en torno al 40% - 50%, mientras que las plantas de fotovoltaica flotante generan en torno al 20% de su capacidad en líneas generales. No se dispone de cifras concretas ya que el modelo de

hibridación expuesto está aún en una fase incipiente, pero resulta lógico pensar que a través del modelo hibridado, el factor de generación podría aumentar considerablemente.

Por otro lado, la segunda ventaja principal que presenta este modelo de hibridación es su **uso eficiente de infraestructuras ya existentes**. El hecho poder producir principalmente con cada tecnología en los momentos más convenientes en cuanto a condiciones meteorológicas permite que se pueda utilizar el cable de transmisión existente, sin necesidad de hacer grandes mejoras estructurales (S.Z.M. Golroodbari, 2021). El dimensionamiento inicial de dichas líneas de transmisión, por regla general, se sobredimensiona para que la línea nunca opere a máxima capacidad, por lo que incluso operando de forma simultánea con ambas tecnologías, el porcentaje de producción energética que se debe despreciar (*curtailment*) es limitado. Además, también se pueden aprovechar ciertas estructuras de anclaje de los aerogeneradores para los sistemas de amarre de la FPV, reduciéndose de nuevo los costes de instalación de la tecnología. La imagen de la Figura 5.1 resume estas ventajas mencionadas:

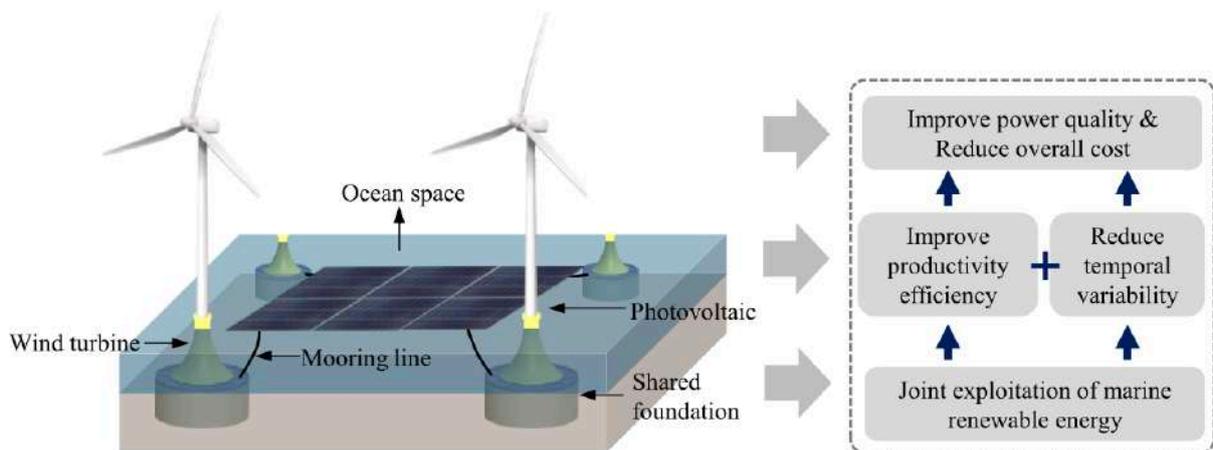


Figura 5.1. Esquema ilustrativo de las ventajas de la hibridación eólica off-shore + FPV (Qingxin Li, 2024)

Teniendo en cuenta las dos ventajas competitivas mencionadas que presenta el modelo de hibridación, se puede concluir que la planta puede operar en un formato simultáneo, tratando de optimizar al máximo la capacidad de la línea de transmisión de la planta. No obstante, el modelo de operación más interesante se basaría en intentar de rentabilizar la correlación negativa de las tecnologías, operando de forma alternativa con la opción más eficiente en términos de producción según las condiciones climatológicas en cada momento.

5.1.2. Caso de estudio: Análisis técnico - económico de la hibridación en el proyecto Windfloat Atlantic

Para analizar económicamente las posibles ventajas que presenta el modelo de hibridación gracias a la complementariedad energética existente, se plantea un caso de estudio: la hibridación con FPV del proyecto Windfloat Atlantic.

El Windfloat Atlantic es el primer proyecto en el que Portugal apuesta por la energía eólica off-shore. Se trata de un parque flotante semi-sumergible, con una capacidad instalada de aproximadamente 25 MW, conformado por 3 aerogeneradores de 8,4 MW cada uno. El parque se ubica a 18 kilómetros de la costa de Viana do Castelo, y lleva en operación desde el año 2020, con una vida útil estimada de 25 años (Windfloat Atlantic, 2025).

Determinación de la capacidad instalada de FPV

A la hora de plantear la hibridación en la instalación, el primer factor a tener en cuenta de cara a aprovechar las infraestructuras ya existentes es la disposición de los molinos. Como se puede apreciar en la Figura 5.2, el parque presenta los 3 molinos alineados, por lo que, para aprovechar los sistemas de anclaje de las torres, se tratará de ocupar toda la separación entre molinos con placas fotovoltaicas flotantes. No se conoce el dato exacto de la distancia entre los molinos eólicos, por lo que se trabajará con una estimación en base a dos datos conocidos (Edp, 2024), (Repsol, 2023):

- La distancia entre las columnas de las plataformas de anclaje es de 50 metros.
- Los rotores de las torres tienen un diámetro de 164 m.

En base a estas dos referencias, y planteando la proporción habitual en este tipo de proyectos de una distancia entre 5 y 10 veces el diámetro de los rotores, se trabajará con una **distancia de 1000 metros entre turbinas**.



Figura 5.2. Imagen del proyecto Windfloat Atlantic (Fuente: Windfloat Atlantic)

Otro factor importante a la hora de determinar la capacidad instalada de fotovoltaica flotante será el factor de capacidad inicial del proyecto. En la Figura 5.3 se puede apreciar que el factor de capacidad de la energía eólica off-shore suele ser superior a la onshore, variando entre torno al 35 – 40%.

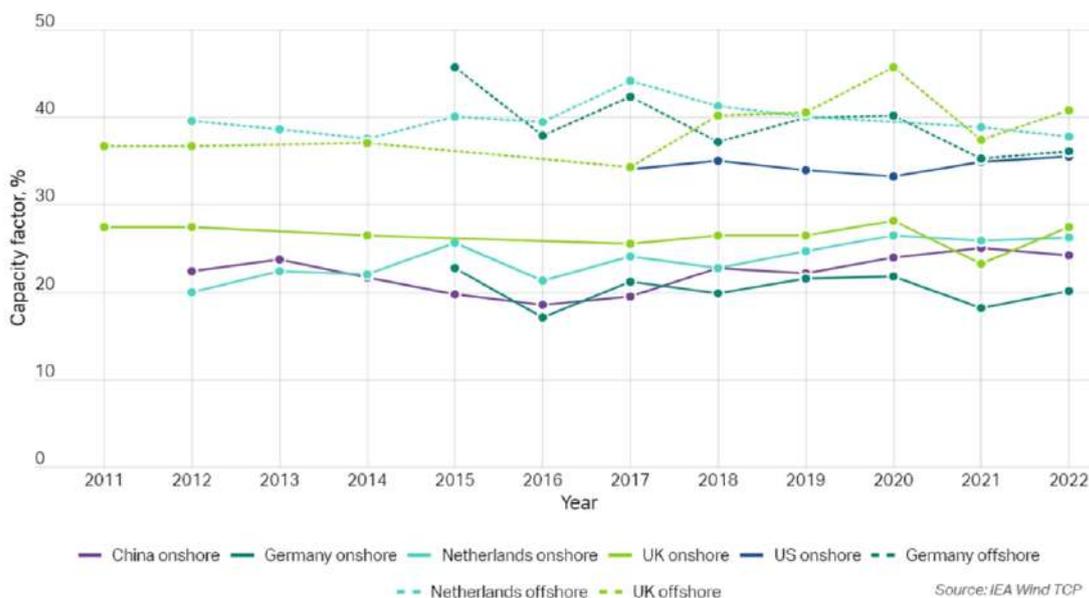


Figura 5.3. Factor de capacidad de la energía eólica onshore vs off-shore en diferentes puntos de Europa (Fuente: IEA)

En el caso del proyecto Windfloat Atlantic, se sabe que la producción de energía durante los primeros 4,5 años ha sido de 336GWh (Principle Power, 2024). Por lo tanto, la Ecuación 5.1 representa el factor de capacidad del parque inicialmente:

$$FC_{eólica} = \frac{\text{Producción real anual}}{\text{Potencia instalada}} = \frac{\frac{336 \text{ GWh}}{4,5 \text{ años}}}{25 \text{ MW} \times 8760 \text{ horas/año}} = \frac{74,67 \text{ GWh/año}}{220,752 \text{ GWh/año}} \cong 0,34 \rightarrow 34\%$$

Ecuación 5.1. Factor de capacidad del proyecto Windfloat Atlantic

Así pues, se sabe que la instalación está produciendo únicamente un 34% de la capacidad, por lo que tanto las líneas de transmisión, como la subestación y demás equipamiento está infrutilizado actualmente. De cara a complementar la generación eólica, sin sobrecargar la estructura ya existente, se optará por una capacidad instalada de **20 MW de fotovoltaica flotante**. Se considera un valor cercano a la capacidad instalada de eólica, aunque ligeramente inferior, con el objetivo de no generar excedentes de energía en posibles momentos de alta producción simultánea.

Estimación del LCOE inicial del proyecto Windfloat Atlantic

De cara a analizar económicamente la viabilidad del proyecto de hibridación objeto de análisis, en primer lugar, resulta interesante ver qué LCOE presenta el proyecto inicialmente, sin hibridación. Para ello, a pesar de que no se conocen los datos económicos exactos, se puede estimar un valor aproximado de los costes de inversión iniciales, así como de los costes de mantenimiento de la instalación.

Para estimar el CAPEX del proyecto, se tomará como referencia el dato existente de que el proyecto recibió una financiación de 60 millones de euros por parte del Banco de inversiones europeo (BEI) (Windfloat Atlantic, 2025). En proyectos de estas características, el apalancamiento con deuda se posiciona en torno al 70% - 80%, ya que existe una clara confianza por parte de los inversores en la estabilidad y rentabilidad a rango plazo de la inversión. Asumiendo un 75% de deuda, el CAPEX del proyecto rondaría los **80 millones de euros**.

En cuanto al OPEX, como no se dispone de datos oficiales del proyecto, resulta razonable estimarlo en base al 2% - 3% del CAPEX anual, proporción existente la mayoría de los proyectos similares.

$$OPEX \text{ anual} = 88 \text{ mill } \text{€} \times 0,03 = 2,64 \text{ mill€}/\text{año}$$

Ecuación 5.2. Estimación del OPEX anual del proyecto Windfloat Atlantic

Finalmente, para calcular el LCOE del proyecto, además de la producción anual de la planta (previamente calculada en la Ecuación 5.1. Factor de capacidad del proyecto Windfloat Atlantic resulta necesario aplicar una tasa de descuento, r , siguiendo la Ecuación 5.3. En base a bibliografía consultada, se aplicará una tasa de descuento del 6,12% (Luis María Abadie, 2019).

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_t \frac{OPEX \text{ anual}}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{Producción \text{ anual}}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 5.3. Fórmula a aplicar para el cálculo del LCOE

Por lo tanto, sustituyendo todos los términos obtenidos en la Ecuación 5.3¹, se obtiene un **LCOE final de aproximadamente 120 €/ MWh**. Este resultado, a pesar de ser ligeramente superior a lo esperado, concuerda con el rango de LCOE estimado para este tipo de proyectos, según se puede apreciar en la Figura 5.4.

¹ Para el cálculo de la producción anual de la planta, partiendo del dato de la producción a lo largo de los 4,5 años que lleva en funcionamiento, se ha aplicado un porcentaje de degradación del 0,6% anual, coherente con proyectos de eólica offshore consultados.

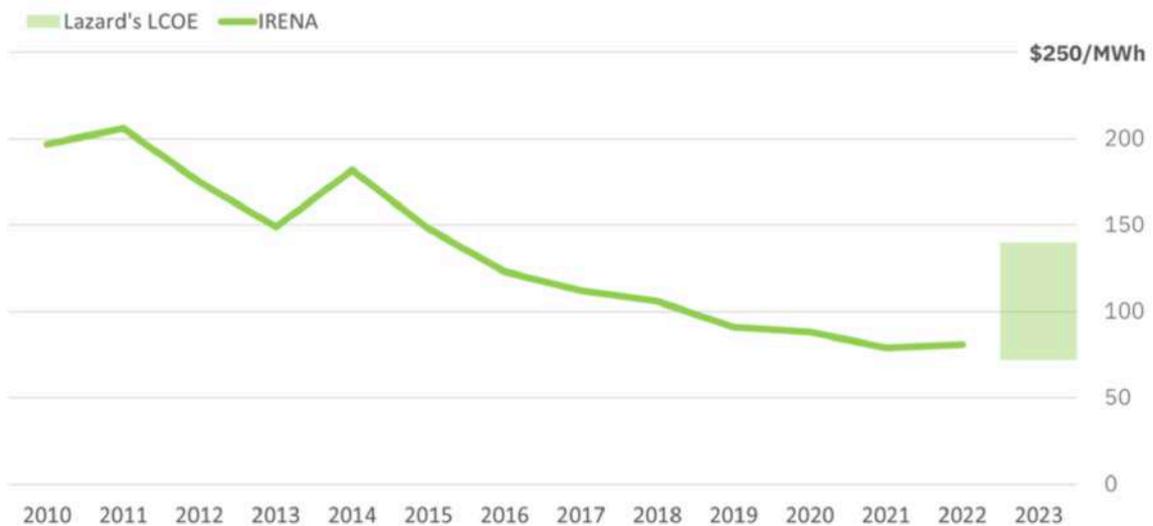


Figura 5.4. Promedio del LCOE en proyectos de eólica marina 2010 - 2023 (Fuente: AEE)

Estimación del LCOE del proyecto de hibridación

Para estimar el coste de la hibridación, en primer lugar, se han de determinar los componentes necesarios para instalar el parque fotovoltaico flotante. Dichos componentes conformarán una parte importante de los costes de inversión iniciales o CAPEX, y se resumen principalmente en:

- Paneles solares
- Inversores
- Sistemas de flotación para los paneles
- Sistemas de anclaje y estabilidad
- Sistemas de conexión y evacuación de la producción
- Infraestructura de mantenimiento y operaciones
- Sistemas de monitorización y control

Primero, en cuanto a la elección de los paneles solares, se optará por un modelo **bifacial monocristalino**, ya que ofrecen mayor eficiencia y resistencia a la corrosión en entornos marinos, además de ser capaces de aprovechar la luz reflejada del agua (Evgeny Solomin, 2021). Así mismo, al tratarse de una instalación en mar abierto, resulta indispensable que las placas tengan **revestimiento anti-salino**. De acuerdo con estas condiciones, y analizando los principales fabricantes del mercado global, los cuales se representan en función de su cuota de mercado en volumen en ventas en la Figura 5.5, se tratará de escoger el modelo que cumpla con las condiciones óptimas.

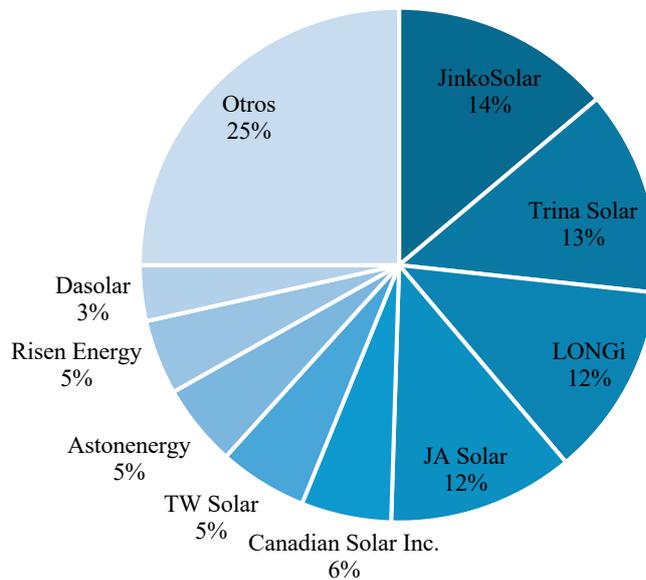


Figura 5.5. Fabricantes a nivel global de paneles fotovoltaicos (Fuente: Elaboración propia)

Tras analizar el portafolio de los principales fabricantes, no se encuentra ningún modelo específico que cumpla con la condición de recubrimiento anti-salino necesario para operar en alta mar. Por lo tanto, se optará por el modelo bifacial monocristalino *605-630W N-Type 66 Half Cell Bifacial Module With Dual Glass* de **Jinko Solar** (JinkoSolar, 2025), el cual sí que cumple con la normativa IEC61215 de resistencia a la niebla salina, y la normativa IEC60068, referente a pruebas climáticas extremas.

En cuanto a los inversores, la Tabla 5.1 recoge las principales opciones de fabricantes a nivel global. De entre las opciones disponibles, se opta por el modelo Sungrow SG3125HV-MV de **Sungrow**.

Fabricante	Referencia
SMA Solar Technology	(SMA Solar Technology, 2025)
Huawei Technologies	(Huawei Technologies, 2025)
Sungrow	(Sungrow, 2025)

Tabla 5.1. Principales opciones de fabricantes de inversores

En relación con los sistemas de flotación, una opción muy interesante son las plataformas semisumergibles, también conocidas como membranas hidroelásticas, ya que son el sistema que mejor adaptación presenta a las olas y las condiciones dinámicas marinas (Yifan Zhang, 2024). Sin embargo, esta opción todavía se encuentra en vías de desarrollo, y no existen proyectos reales que hayan apostado por su implementación en la actualidad. Así pues, se optará por un sistema modular de flotadores rígidos, a través de **plataformas semisumergibles con pontones flotantes**, similares a las de las

turbinas del Windfloat Atlantic. Estas estructuras se disponen ligeramente elevadas para evitar el impacto directo de las olas en la instalación, y se fabricarán a base de materiales compuestos resistentes a la corrosión marina como el aluminio naval o polímeros reforzados. Su principal ventaja respecto a otros sistemas de flotación se basa en su gran estabilidad en condiciones de mar abierto, característica indispensable en el modelo de hibridación objeto de estudio. Tras analizar los principales fabricantes a nivel global, expuestos en la Tabla 5.2, no se encuentra en ningún catálogo específico un producto concreto que cumpla con las condiciones deseadas. Sin embargo, debido a su experiencia en proyectos en mar abierto, se optaría por **SolarDuck**, líder en el sector que ofrece una solución única en términos de estabilidad y durabilidad.

Fabricante	Referencia
SolarDuck	(SolarDuck, 2025)
Ciel & Terre	(Ciel & Terre, 2025)
BayWa r.e.	(BayWa r.e., 2025)
HSB marine	(HSB marine, 2025)
Wanhos solars	(Wanhos solars, 2025)
Rotovia	(Rotovia, 2025)
DS New Energy	(DS New Energy, 2025)
Marine Luxury	(Marine Luxury, 2025)

Tabla 5.2. Principales fabricantes de sistemas de flotación para FPV

Respecto a los sistemas de anclaje, destaca la opción de un **sistema de anclaje híbrido**, combinando el uso de las plataformas eólicas como puntos principales de anclaje con el uso complementario de amarres de tipo tensado con flotadores, los cuales minimizarán las tensiones en condiciones desfavorables de marea y/o oleaje (Junfeng Du, 2024). Tras analizar las ofertas del mercado, se selecciona el modelo *Neo Flex* de **Marine Luxury** (Marine Luxury, 2025).

En cuanto a los sistemas de conexión y evacuación de la producción, se estimarán sus costes de inversión como un 5% del total de costes asociados a materia prima del proyecto, ya que se tratará de combinar prácticamente en su totalidad con la infraestructura ya existente del parque eólico. Para el mantenimiento y la operación del parque de FPV se emplearán materiales autolimpiantes en los paneles. Además, se contará con drones para la inspección y monitorización del parque, así como otras herramientas basadas en sensores, cámaras térmicas, IoT,... La estimación de costes de estos elementos se establecerá de nuevo como un 5% de los costes de inversión generales.

Una vez analizados los principales componentes de la instalación de FPV, de cara a estimar los costes totales de inversión, se parte de los paneles fotovoltaicos como elemento principal. Para alcanzar la potencia instalada deseada de 20 MW, se optará por 20 plataformas de 1 MW de capacidad en cada una (10 plataformas entre cada aerogenerador). El modelo seleccionado de Jinko solar tiene una potencia máxima de 605 -630W, por lo que, asumiendo 625 W como potencia máxima, serían necesarios 3200

módulos. Para estimar el coste asociado, se tiene como referencia que los paneles de esta gama suelen estar en un rango de 0,15€/W de potencia en compras a gran escala (Rinnovabili , 2025). A continuación, la Ecuación 5.4 recoge el coste estimado exclusivamente a la adquisición de los paneles:

$$625 \frac{W_p}{\text{panel}} \times 0,15 \frac{\text{€}}{W_p} \times 32000 \text{ paneles} = 3.000.000 \text{ €}$$

Ecuación 5.4. Costes de adquisición de los paneles solares

Se seguirá una estimación similar del coste por W de potencia instalado para aproximar el coste asociado a cada componente de la instalación. La Tabla 5.3 recoge los importes calculados :

Elemento	Estimación por W instalado	Importe total
Inversores	0,05€ - 0,10€	1.500.000€
Sistemas de flotación	0,10€ - 0,30€	4.000.000€
Sistemas de anclaje	0,05€ - 0,15€	2.000.000€

Tabla 5.3. Estimación de costes asociados a los componentes de la instalación del proyecto

Los costes asociados a la serie de componentes analizados hasta el momento suponen un coste total de 10.5000.000€. Esto sería el 90% de los costes asociados a materia prima, ya que como se comentó previamente, los costes asociados a conexión, así como inspección y monitorización del parque suponen el 10% restante. Así pues, el coste total asociado al aprovisionamiento de materias primas se estima en aproximadamente **11.700.000€**.

Finalmente, para estimar los costes de inversión totales, en base a proyectos similares se estima que los costes de adquisición de materia prima suponen entre un 40% y 50%. La Tabla 5.4 recoge los porcentajes de presupuestos asociados al resto de componentes de la inversión inicial, obteniendo un **CAPEX total** del proyecto aproximado de **26 millones de euros**.

Partida presupuestaria	Porcentaje de costes de inversión	Total
Materia prima	45%	11.7000.000€
Transporte y logística	10%	2.600.000€
Instalación y mano de obra	35%	9.100.000€
Otros (permisos, O&M, ...)	10%	2.600.000€

Tabla 5.4. Desglose de los costes de inversión del proyecto de hibridación Windfloat Atlantic

Por otro lado, para estimar el OPEX anual de la instalación del proyecto de FPV, se observa una relación de entre el 2% y el %5 del CAPEX del proyecto es proyectos similares. Este porcentaje varía según el proyecto concreto ya que depende de numerosos factores como la ubicación del parque o las condiciones ambientales entre otros. Para el proyecto objeto de estudio, se planteará como un 3,5% del CAPEX, lo que supone finalmente un total aproximado de **910.000€ de OPEX anual**.

Una vez calculados todos los costes, tanto constructivos como de operación y mantenimientos asociados al proyecto de hibridación, es necesario estimar la producción de electricidad asociada a la instalación de FPV. Para ello, se empleará **PVGIS** (*Photovoltaic Geographical Information System*), una herramienta gratuita de la Comisión Europea que permite estimar la producción de energía solar fotovoltaica en cualquier ubicación del mundo, utilizando para ello datos climáticos históricos y parámetros del sistema aportados por el usuario. Aunque no modela instalaciones flotantes específicamente, proporciona una base sólida para calcular el rendimiento energético teórico de sistemas solares sobre la que se trabajará para la estimación de la producción, tanto en este caso de estudio como en próximos casos.

Aportando como datos de entrada las coordenadas del proyecto (39.520°, -9.700°), la potencia pico instalada (20MW) y el porcentaje de pérdidas del sistema (14% como valor convencional de entrada), la aplicación optimiza el grado de inclinación y azimut bajo las condiciones aportadas y arroja los resultados de producción para un proyecto de esas características. La Figura 5.6 muestra la producción mensual obtenida, donde se puede observar una clara estacionalidad, con máximos de generación durante los meses de verano. El pico de producción se alcanza en julio y agosto, superando los 3,2 GWh mensuales, lo cual está directamente relacionado con los niveles más altos de irradiación solar. A pesar de unas pérdidas totales estimadas del 19,56 %, la producción anual total es elevada, alcanzando los 30,6 GWh, lo que parece respaldar la viabilidad del sistema en términos energéticos para complementar la generación eólica off-shore.

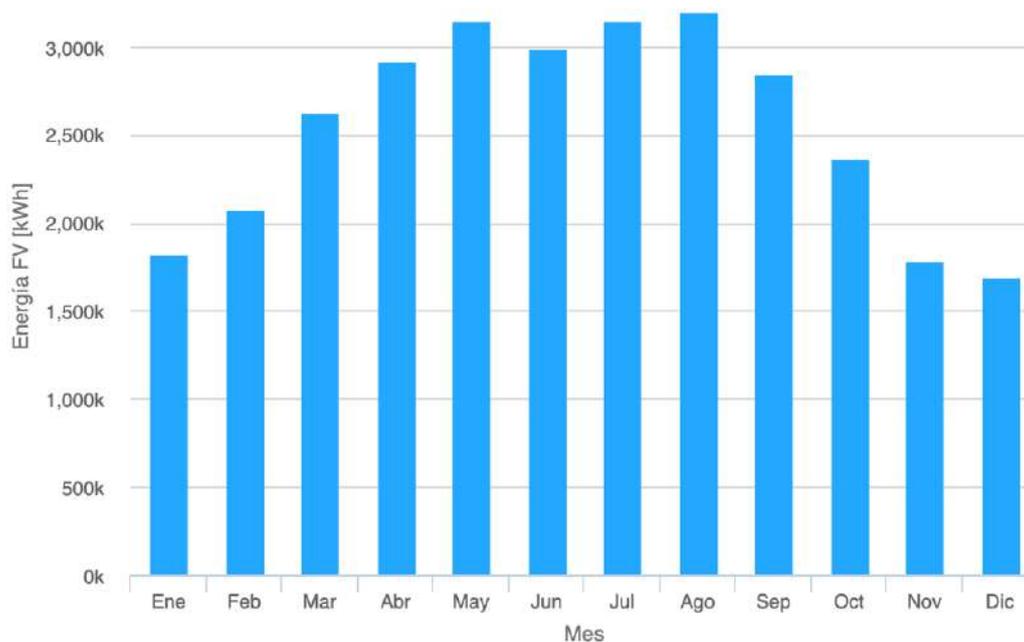


Figura 5.6. Producción de energía mensual del sistema con unas pérdidas del 14% (Fuente: PVGIS)

Es importante señalar que, dado que la herramienta PVGIS no permite introducir explícitamente que se trata de una instalación fotovoltaica flotante, los resultados obtenidos asumen un comportamiento típico de una planta terrestre, con un valor estándar de pérdidas del sistema del 14 %. No obstante, como se expuso en apartados previos, las plantas fotovoltaicas flotantes presentan una mayor eficiencia, principalmente debido a una menor temperatura de operación gracias al efecto refrigerante del agua. Esta condición reduce las pérdidas térmicas, lo que se traduce en un mayor rendimiento global del sistema. Por tanto, resulta coherente ajustar el valor de pérdidas al 12 % para reflejar de forma más realista el comportamiento de una instalación FPV. La Figura 5.7 recoge esta mejora en la eficiencia del sistema, mostrando el mismo perfil de generación, pero con unos resultados ligeramente superiores.

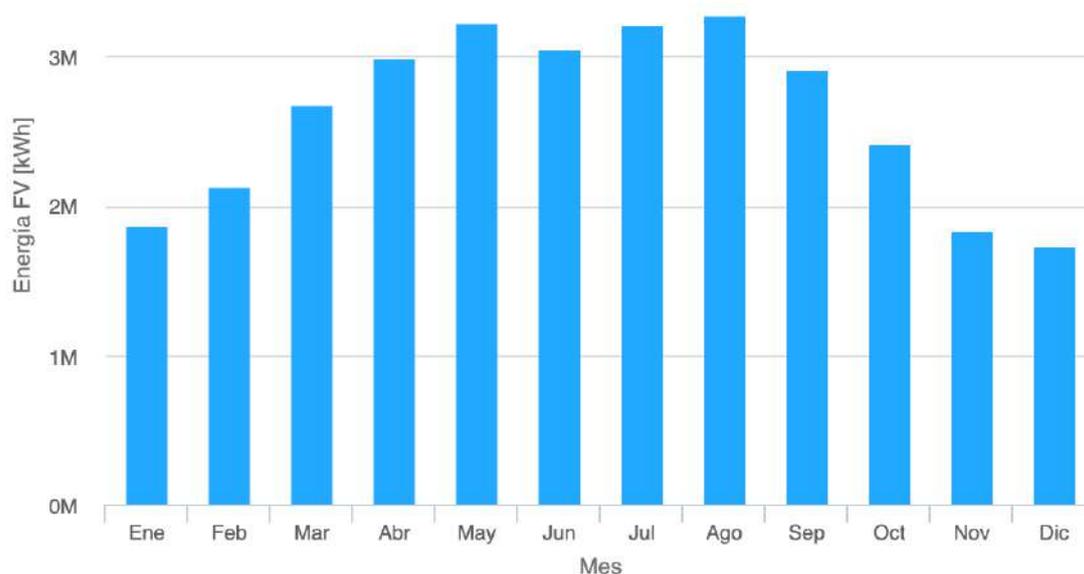


Figura 5.7. Producción de energía mensual del sistema con unas pérdidas del 12% (Fuente: PVGIS)

La Tabla 5.5 recoge los resultados obtenidos con esta segunda simulación, tratando de plasmar esta mayor eficiencia de FPV.

Producción anual FV	31,3 GWh
Irradiación anual	1903,59 kWh/m ²
Variación interanual	1,17 GWh
Pérdidas totales	17,69%
Producción específica del año 1	1566,89 kWh/kW

Tabla 5.5. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual en el caso Windfloat Atlantic (Fuente: PVGIS)

Para estimar la producción a lo largo de la vida útil de la instalación, representada en la Figura 5.8, se ha aplicado un porcentaje de degradación anual del 0,4%, acorde a las especificaciones presentes en la ficha técnica de las placas utilizadas.

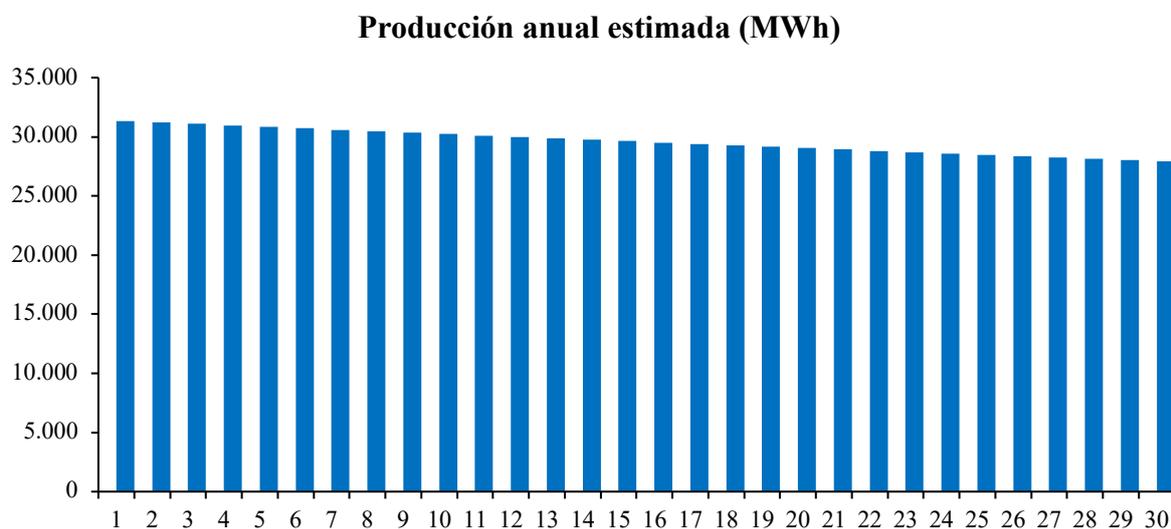


Figura 5.8. Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV en el proyecto de hibridación Windfloat Atlantic (Fuente: Elaboración propia)

Finalmente, con todos los costes y la producción anual calculada, es posible obtener el LCOE del parque fotovoltaico flotante, además del LCOE del proyecto de hibridación, aplicando de nuevo la fórmula Ecuación 5.3. La Tabla 5.6 resume los resultados extraídos del caso de estudio:

LCOE del WindFloat Atlantic	121,33 €/MWh
LCOE del parque fotovoltaico individualmente	93,83 €/MWh
LCOE de la hibridación	113,09€/MWh

Tabla 5.6. Resumen de los LCOE calculados en el caso de estudio Windfloat Atlantic

En base a los resultados obtenidos, resulta interesante ver cómo varía el LCOE de la hibridación final en función de los diferentes parámetros principales. La Figura 5.9 recoge un gráfico donde se resume el análisis de sensibilidad llevado a cabo, analizando variables como el CAPEX de las diferentes tecnologías o la vida útil del parque fotovoltaico flotante. De este análisis se puede concluir que, aplicando una variación de +/- 5% a las diferentes variables, el factor más influyente en el coste nivelado de la energía conjunta sería la inversión del parque eólico off-shore inicial, seguido de la variación anual de la planta fotovoltaica flotante.

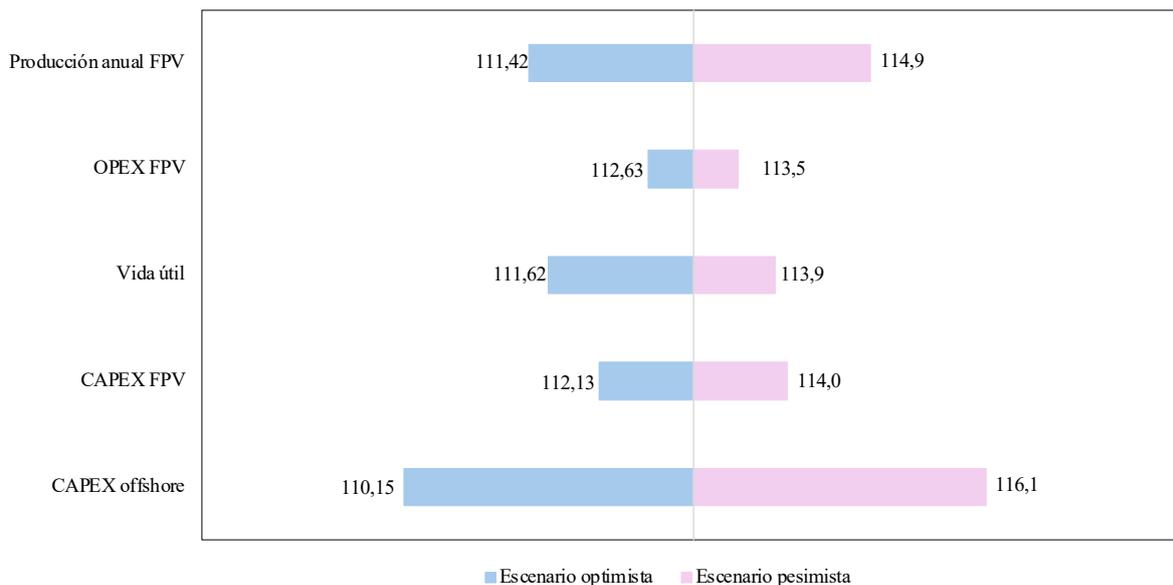


Figura 5.9. Análisis de sensibilidad del LCOE de la hibridación en el proyecto Windfloat Atlantic (Fuente: Elaboración propia)

Conclusiones extraídas del caso de estudio

En base a los resultados obtenidos, el caso de estudio demuestra el elevado potencial económico de hibridar energía eólica off-shore con fotovoltaica flotante. La integración de 20 MW entre los tres aerogeneradores existentes resulta técnicamente viable sin necesidad de reforzar la infraestructura de evacuación, gracias a la complementariedad de los perfiles de producción solar y eólica.

Desde el punto de vista energético, la instalación fotovoltaica añadiría aproximadamente 31 GWh anuales a la producción actual de la planta, lo que supone un incremento cercano al 42 % respecto a los 74 GWh generados actualmente solo con energía eólica. Esta mejora eleva el factor de utilización efectivo de los activos existentes (subestación, cable de evacuación y servicios de operación y mantenimiento) del 34 % al 48 %, optimizando recursos sin necesidad de grandes inversiones adicionales en infraestructura.

En términos económicos, el análisis de LCOE revela una mejora significativa. La planta híbrida consigue reducir el coste medio de generación desde 121,33 €/MWh (solo eólica) hasta 113,09 €/MWh, lo que representa una disminución cercana al 7 %, a pesar del incremento en CAPEX. Esta mejora se explica por el bajo coste marginal de la producción fotovoltaica, que reemplaza horas de infratilización por generación de bajo coste.

Los resultados evidencian que la hibridación eólico-solar flotante no solo es técnicamente factible, sino también rentable, aumentando considerablemente la eficiencia en el uso de activos existentes. Este tipo de configuraciones híbridas representa una vía prometedora para maximizar el aprovechamiento de los espacios marinos y avanzar hacia una mayor penetración de energías renovables de forma eficiente.

A día de hoy, ya existen países que apuestan por esta estrategia de generación, como es el caso de Italia, y su proyecto de parque híbrido eólico-solar marino en Corigliano, Calabria. Está previsto que el parque

cuenta con 28 aerogeneradores flotantes con una capacidad eólica de 420 MW, además de un parque fotovoltaico de 120 MW, que sumará una capacidad combinada de 540 MW. Se espera que el proyecto entre en operación en 2028 (Marine Link, 2024).

No obstante, a la hora de extrapolar los resultados extraídos del caso de estudio a un análisis genérico de la estrategia de hibridación, es importante considerar diversos factores críticos. En primer lugar, uno de los factores más determinantes a la hora de evaluar la viabilidad de hibridar eólica off-shore con FPV es el **momento en el que se plantea dicha integración**, estrechamente vinculado a la vida útil restante de los activos existentes. Por un lado, en el caso de una construcción simultánea (*green-field hybrid*), se generan sinergias claras en términos de ingeniería, logística y contratos EPC, lo que permite reducir el coste total frente a la ejecución de proyectos independientes. Además, al arrancar ambos activos con horizontes de vida útil alineados (entre 25 y 30 años comúnmente en este tipo de proyectos), se evitan periodos residuales en los que ciertas infraestructuras continúan operativas sin generar ingresos. Sin embargo, dado que toda la inversión se realiza de forma conjunta, el LCOE combinado resulta menos competitivo, al no poder aprovechar infraestructuras ya amortizadas.

Por el contrario, el *retrofitting* en parques eólicos ya operativos, especialmente aquellos que han superado la mitad de su vida útil, ofrece una oportunidad más atractiva desde el punto de vista económico. Al estar el cable de evacuación y la subestación parcial o totalmente amortizados, el coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la FPV adicional puede resultar altamente competitivo. No obstante, existe el riesgo de desajuste entre la vida útil remanente del parque eólico y la duración esperada de la FPV, lo que puede exigir una extensión de permisos o el replanteamiento del proyecto en paralelo con un futuro *repowering*. En este sentido, mientras que el *retrofitting* maximiza la rentabilidad a corto plazo, la construcción simultánea puede ser preferible en contextos donde se prevea una ampliación futura o rediseño integral de la infraestructura (Huang, 2024).

En segundo lugar, la **elección de la ubicación** representa uno de los factores más críticos en la viabilidad técnico-económica de un sistema de este tipo. Además de buen recurso solar y eólico, deben considerarse diversas variables como el régimen de oleaje, la profundidad del fondo, las corrientes, la distancia a la red eléctrica, el tráfico marítimo o la presencia de áreas protegidas. Herramientas de análisis espacial basadas en sistemas de información geográfica (SIG) y técnicas de toma de decisiones multicriterio híbrida (MCDM) han demostrado que hasta un gran porcentaje del área técnicamente viable puede descartarse al aplicar estos criterios de exclusión (Jyoti Luhaniwal, 2024).

El tercer factor crítico a considerar sería la determinación de la **capacidad óptima de FPV a instalar**. En base a artículos científicos consultados, y de forma similar a la que se ha llevado a cabo en el caso de estudio, resulta necesario encontrar un equilibrio entre la maximización del aprovechamiento del cable de evacuación, la minimización de pérdidas por vertido (*curtailment*) y la reducción progresiva del coste marginal de la energía solar. Un sobredimensionamiento de la FPV puede llevar a una saturación frecuente de la capacidad de exportación, mientras que un dimensionamiento conservador desaprovecha el potencial solar disponible (Juan M. Gonzalez-Ramírez, 2024).

Desde el punto de vista económico, se recomienda realizar una optimización iterativa del LCOE del sistema híbrido, ajustando progresivamente la potencia instalada de FPV y evaluando su impacto en el flujo neto de energía exportada. Además, el dimensionamiento debe considerar limitaciones físicas (como la superficie disponible entre aerogeneradores), restricciones operativas (mantenimiento, corredores de acceso) y factores financieros (Juan M. Gonzalez-Ramírez, 2024).

Como conclusión global, la rentabilidad de hibridar FPV con eólica off-shore no es un valor fijo, sino que está condicionada por múltiples factores interrelacionados, dependiendo fuertemente del momento del proyecto, la localización y el dimensionamiento relativo de ambas tecnologías. Elegir el momento y la ubicación adecuada, además de ajustar con precisión la capacidad de FPV, son los factores más determinantes para trasladar con éxito los resultados del caso de estudio a otros proyectos de hibridación.

5.2. Hibridación de FPV con energía hidroeléctrica

A pesar de que la hibridación con eólica marina ofrece resultados esperanzadores, la combinación más interesante y viable actualmente es la hibridación con centrales hidroeléctricas. La integración de FPV en los embalses de centrales hidroeléctricas es una realidad en términos de viabilidad y sostenibilidad, ayudando a reducir emisiones de gases efecto invernadero, y contribuyendo a un uso más eficiente del suelo, así como a una menor evaporación del agua de los embalses (J. Jazmin Gonzalez-Gonzalez, 2024).

Además, esta estrategia de hibridación, al igual que la hibridación con eólica off – shore, presenta de nuevo una ventaja sustancial: el **aprovechamiento de infraestructuras**. Al incluir las placas de fotovoltaicas flotantes en centrales hidroeléctricas ya en operación, se reduce la necesidad de instalar nuevas líneas de transmisión y demás infraestructura necesaria para crear una instalación de FPV en un embalse de forma aislada. Esto se traduce en una clara reducción de costes de inversión, lo que vuelve más atractiva la apuesta de hibridación frente a las instalaciones individualizadas.

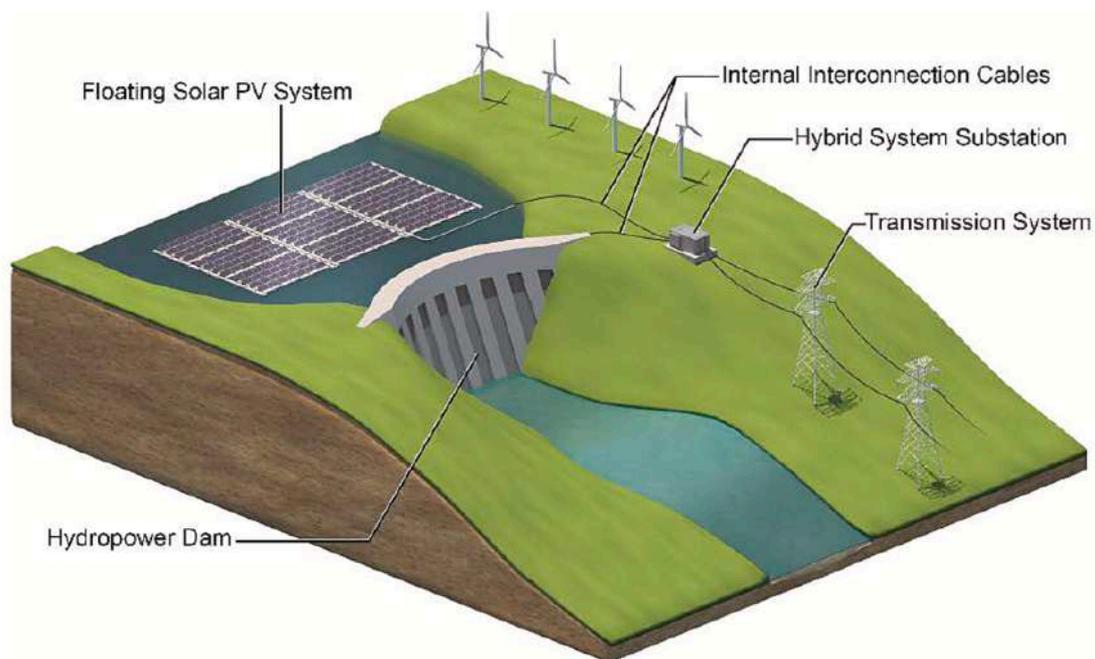


Figura 5.10. Configuración de una central de hibridación modelo (Jehanzeb Nasir, 2023)

5.2.1. Complementariedad energética

En este tipo de instalaciones, si la capacidad de la red lo permite, se puede generar energía de forma simultánea con ambas fuentes de generación. Sin embargo, lo que resulta interesante es tratar de alternar ambas fuentes, buscando una mayor estabilidad de generación. A la hora de combinar la energía fotovoltaica flotante con la energía hidroeléctrica, existen principalmente 3 estrategias de generación a adoptar:

- En primer lugar, la fotovoltaica flotante puede pasar a ser la fuente primaria de energía, pasando a utilizar la energía hidroeléctrica como fuente de respaldo. Con esta estrategia de generación, se emplearía la FPV principalmente de día, apoyándose en la hidroeléctrica en periodos de alta demanda durante las horas de la noche.
- Otra opción es añadir la FPV a centrales con bombeo, operando así en un modelo híbrido. De esta forma, se utilizaría la energía generada por la FPV para bombear el agua del embalse inferior al superior, mejorando considerablemente la eficiencia y estabilidad de la instalación. Estudios demuestran que al añadir FPV en centrales con bombeo se puede llegar a reducir el *curtailment* asociado a las energías renovables en hasta un 3,5% respecto a una central hidroeléctrica convencional (Jianling Li, 2023).
- Finalmente, se puede apostar por incluir placas solares fotovoltaicas flotantes en los embalses de las centrales hidroeléctricas a modo de batería virtual, buscando estabilizar la generación eléctrica en momentos de baja producción de la central hidroeléctrica. Proyectos existentes que ponen en práctica dicha hibridación demuestran las ventajas reales de la propuesta, como es el caso del estudio llevado a cabo en seis embalses diferentes de Zambia, en el cual analizando diferentes escenarios de cobertura de los embalses, se midió el potencial y la eficiencia energética, así como el impacto en la evaporación del agua de los embalses de seis las instalaciones. Los resultados obtenidos demostraron que la FPV, además de tener unos resultados muy positivos, con indicadores como un *performance ratio* de entre el 81 y 85%, mejora el rendimiento de la propia central hidroeléctrica, ya que evita la evaporación del agua, aumentando la masa destinada a la producción de la central (Damaseck Chirwa, 2022).

Analizando este modelo de hibridación en términos de capacidad, el hecho de combinar ambas tecnologías de nuevo ofrece una mejora sustancial en la capacidad conjunta de la planta. Mientras que las centrales hidroeléctricas presentan de forma aislada un factor de capacidad en torno al 30%-50%, al combinarlas con tecnología FPV, el factor de capacidad combinado puede llegar a aumentar considerablemente. Además, es importante resaltar la estacionalidad de generación de la energía hidroeléctrica de forma individual. A pesar de que en temporada de lluvias el factor de capacidad puede rondar el 90% en este tipo de instalaciones, en épocas de sequía la generación se desploma, por lo que la integración de FPV supone una clara ventaja en términos de estabilidad y continuidad en la generación. Existen proyectos en los que ya se pueden apreciar dichas mejoras, como es el caso del embalse de Alqueva, en Portugal, donde gracias a la adhesión de 5 MW de FPV se ha observado una mejora real del factor de capacidad combinado respecto a la central inicial (El Periódico de la Energía, 2025).

5.2.2. Integración con sistemas de baterías

Una de las soluciones más prometedoras que ofrece este sistema es la posible incorporación de almacenamiento en baterías. Esta integración no solo optimiza la producción de energía renovable, sino que también resuelve problemas inherentes asociados a la intermitencia de la energía. Las baterías actúan como un "almacén" de energía, permitiendo la acumulación de excedentes generados durante las horas de alta radiación solar o alto caudal de agua en las presas de las plantas. Esta energía almacenada puede liberarse cuando la producción de energía solar es baja (por la noche o en días

nublados) o cuando las condiciones hidroeléctricas no son favorables (periodos de sequía prolongada). En este contexto, la integración de baterías al modelo de hibridación ofrece tres beneficios principales:

- Reducción de la intermitencia: Las baterías permiten que la energía renovable generada en momentos de alta producción se utilice en tiempos de baja producción, lo que mitiga las fluctuaciones de la oferta de energía.
- Flexibilidad operativa: En un sistema híbrido, las baterías permiten que la planta hidroeléctrica ajuste su generación de acuerdo con las necesidades de la red eléctrica, haciendo uso de la energía solar almacenada.
- Optimización de la capacidad de la red: El almacenamiento en baterías también ayuda a equilibrar la carga y descarga de las plantas hidroeléctricas, evitando que los sistemas se vean sobrecargados durante periodos de alta demanda, mejorando la estabilidad de la red eléctrica.

Así mismo, en términos económicos, más allá de los beneficios económicos existentes en la comercialización de dicha energía procedente de excedentes que se consigue comercializar en el mercado de capacidad, existen estudios demuestras que la inclusión de baterías puede llegar a aumentar un 0,6% la rentabilidad de este tipo de instalaciones. Dicho incremento se eleva a un 2% si se tienen en cuenta los ingresos procedentes de los servicios auxiliares y mercados de capacidad. Un factor determinante a la hora de analizar esta ventaja en términos económicos son las propias baterías. Aspectos clave como su vida útil o costes de adquisición tienen un impacto directo en la rentabilidad de este tipo de instalaciones, observándose, a través de un análisis de sensibilidad, incrementos de hasta el 5% en la rentabilidad de la instalación objetivo de estudio con una pequeña reducción en los costes de las baterías (Jonathan Fagerström, 2024).

5.2.3. Estabilidad en la red

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2030, prevé una penetración de renovables superior al 70% para 2030 (Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico, 2021). Dichas fuentes de generación renovables, en la medida de lo posible, deben minimizar la reducción de inercia en el sistema, pudiendo llegar a causar eventos como el vivido el pasado 28 de abril en la península ibérica (Jopson, 2025). En este contexto, la combinación de FPV con centrales hidroeléctricas se presenta como una opción prometedora en términos de estabilidad.

Los generadores hidroeléctricos están directamente acoplados a la red y aportan masa rotante (constante de inercia $H \approx 3-5$ s). Cuando el sol sube y la FPV inyecta potencia, las turbinas pueden reducir caudal sin perder sincronismo. En cambio, cuando cae la irradiancia, esos mismos generadores responden en centésimas de segundo, evitando desconexiones automáticas. Estudios de frecuencia para Europa concluyen que los bloques hidráulicos son la fuente renovable con mayor capacidad de *Fast Frequency Response*, FFR, gracias a su velocidad de rampa ($-/+2$ % Pn/s) y a la energía cinética del rodete (M.H. Vasconcelos, 2024).

En este sentido, la operación de modelos híbridos de centrales hidroeléctricas con FPV siguiendo la tercera estrategia de generación expuesta previamente, con la FPV a modo de batería virtual, permite aplanar la conocida “curva de pato” sin renunciar a la estabilidad necesaria en la red aportada por la central hidroeléctrica.

5.2.4. Caso de estudio: Hibridación de energía hidroeléctrica con FPV en la central hidroeléctrica de Valdecañas

De cara a evaluar económicamente la viabilidad del modelo de hibridación expuesto, se plantea de nuevo un caso de estudio: la hibridación con FPV de la central hidroeléctrica de Valdecañas.

La central hidroeléctrica de bombeo de Valdecañas, operada por Iberdrola, se ubica en la provincia de Cáceres, en Extremadura. Esta instalación, cuya puesta en marcha fue anunciada el 21 de febrero, dispone de una potencia total instalada de 225 MW, complementada con un sistema de almacenamiento mediante baterías híbridadas de 15 MW. Se estima que su operación permitirá evitar la emisión de hasta 200.000 toneladas de CO₂ anuales, al facilitar una mayor integración de energías renovables en el sistema eléctrico (Iberdrola, 2025). Se conforma por el embalse de Valdecañas (expuesto en la Figura 5.11), el cual tiene una capacidad máxima de 1.446 hectómetros cúbicos (hm³) y cubre una superficie de 7.300 hectáreas (iAgua1, 2025), comunicado con el embalse de Torrejón-Tajo a través de un salto de agua de aproximadamente 75 metros. Este segundo embalse cuenta con una capacidad de 188 hm³ y una superficie de 1.041 hectáreas (iAgua2, 2025).

Como aspectos específicos a destacar de la instalación, además del empleo de tecnología de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, resulta necesario destacar que el proyecto ha sido ejecutado con un impacto ambiental mínimo, al aprovechar infraestructuras preexistentes y sin requerir la construcción de nuevas líneas de evacuación eléctrica, ya que la central hidroeléctrica exterior ha estado en funcionamiento desde 1964 (Acosta, 2024). Este aprovechamiento de infraestructuras previas también afectará directamente a los costes de inversión de la instalación, tanto de forma individual como hibridada (Iberdrola, 2025).



Figura 5.11. Imagen de la central hidroeléctrica de Valdecañas (Fuente: Iberdrola España)

Determinación de la capacidad instalada de FPV

A la hora de determinar la capacidad óptima de FPV a instalar, se tratará de optimizar el porcentaje de la superficie del embalse a ocupar por la instalación de FPV, teniendo presente la capacidad instalada inicial de la central, ya que, de cara a aprovechar las infraestructuras existentes de transmisión, se busca no saturar las líneas para no tener que derrochar excedentes de generación. Con este fin, se partirá de dos datos base:

- Superficie del embalse de Valdecañas: 7.300 hectáreas.
- Capacidad instalada de la central: 225 MW.

En primer lugar, ya que no se dispone del factor de capacidad concreto de la central hidroeléctrica de Valdecañas previo a la remodelación, se aproximará dicha cifra en base a los datos de generación hidroeléctrica en España en 2024, obteniendo así el factor de capacidad medio para todas las centrales hidroeléctricas en el país. En 2024, en España se generaron 19817 GWh provenientes de hidroeléctrica, gracias a los 11.324 MW de potencia instalada correspondientes a dicha fuente de generación (Eléctrica, 2025). Por lo tanto, el factor de capacidad aproximado de las centrales hidroeléctricas en España se muestra en la Ecuación 5.5:

$$FC_{hidro} = \frac{\text{Energía anual producida}}{\text{Capacidad total instalada} \times \text{horas anuales}} = \frac{19817.000 \text{ MWh}}{11.324 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}} \cong 20\%$$

Ecuación 5.5. Factor de capacidad estimado de la energía hidroeléctrica en España

Es importante tener en cuenta que este tipo de centrales tienen un fuerte componente estacional, y su generación se concentra principalmente en época de lluvias, por lo que se partirá de la hipótesis de que las líneas de transmisión y demás infraestructura eléctrica de la central están dimensionadas para una generación máxima de la central.

En la Tabla 5.7 se recogen una serie de proyectos de FPV llevados a cabo a nivel internacional, detallando su capacidad instalada y la superficie total de cada planta. Con estos datos se ha elaborado la gráfica recogida en la Figura 5.12 donde se puede apreciar una clara tendencia lineal que relaciona dicha capacidad instalada con la superficie total de la instalación.

Proyecto	Capacidad instalada (MW)	Superficie total (ha)
Sakasama Ike, Japón	2,3	2,61
Tsuga IKE, Japón	2,4	2,48
kato - shi, Japon	2,8	3,13
Otae, Corea del Sur	3	6,4
Godley, UK	3	4,5
Alqueva, Portugal	7,5	4
Umenoki, Japón	7,5	7,43
Nueva Jersey, USA	8,9	6,9
Huainan, China	40	80
Anhui, China	70	140
Fujian, China	180	203
Cirata, Indonesia	200	225

Tabla 5.7. Proyectos internacionales de FPV (Fuente: Elaboración propia)

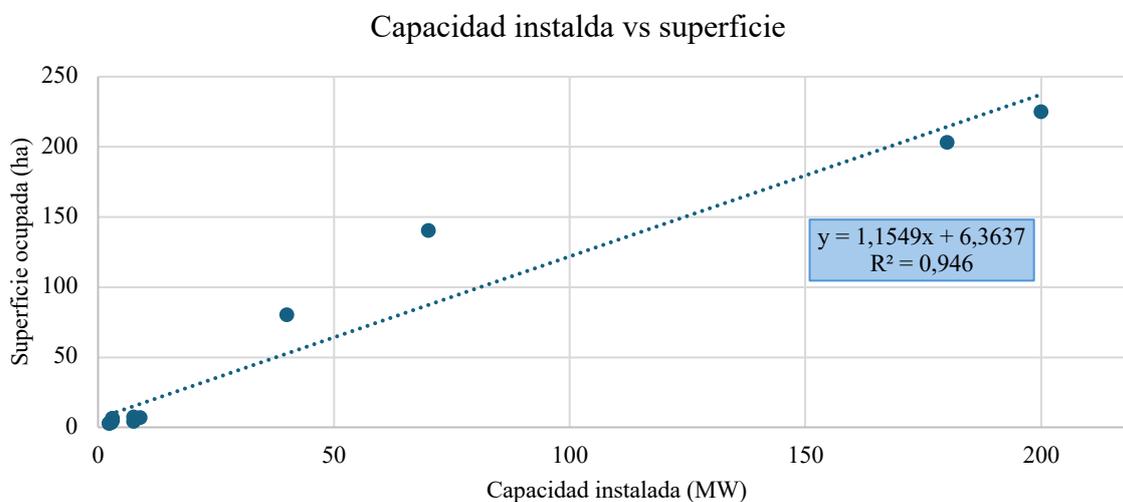


Figura 5.12. Superficie ocupada por una instalación de FPV en función de su capacidad instalada (Fuente: Elaboración propia)

Se puede observar en la Tabla 5.7 que la mayoría de los proyectos recogidos no superan los 10 MW. Esto se debe principalmente a la evolución progresiva en el desarrollo de las tecnologías necesarias para la implantación de proyectos de FPV. Inicialmente, los países apostaban por proyectos conservadores, a modo de ensayo para poder analizar la viabilidad de esta nueva vía. A medida que la FPV ha ido ganando peso a nivel global, las instalaciones han ido aumentando a nivel de capacidad y,

consecuentemente, a nivel de superficie. Un buen ejemplo de esta apuesta por la tecnología y la aparición de mayores instalaciones es un proyecto en Taiwán, que cuenta con una capacidad instalada de 440 MW, el cual se posiciona como una de las mayores instalaciones de esta tecnología a nivel global (Jowett, 2024).

En base a este estudio, así como a los datos de la central hidroeléctrica, se considera **100 MW** una capacidad instalada coherente para la instalación de FPV. Dicha capacidad supone un 44% de la potencia instalada de la central hidroeléctrica, por lo que permite acoplar dichas tecnologías aprovechando las infraestructuras ya existentes, empleando la FPV como batería virtual en los principales momentos de generación de la hidroeléctrica a lo largo del año, y funcionando a modo de fuente primaria en momentos de menores lluvias.

Aplicando a recta de regresión extraída en base a la Figura 5.12 se estima que una instalación de 100 MW ocupe aproximadamente 122 hectáreas, lo cual supone un 1,67% de la superficie total del embalse de Valdecañas, por lo que no se espera un impacto medioambiental reseñable ni problemas legales a la hora de llevar a cabo el proyecto.

Estimación del LCOE inicial del proyecto

Al igual que en el caso de estudio de hibridación de FPV con energía eólica off-shore, resulta interesante obtener el LCOE base del proyecto, para a continuación poder compararlo con el LCOE del proyecto hibridado que se plantea.

En primer lugar, resulta necesario estimar el CAPEX del proyecto de renovación de la central hidroeléctrica de Valdecañas. Es importante destacar que se desconocen los costes reales del proyecto, por lo que se tratará de estimar unos valores coherentes en base a otros proyectos similares o información de carácter público. Se distinguen dos focos principales de gastos :

- Inversión destinada a la conversión de la central en reversible (bombeo hidroeléctrico)
- Inversión en la hibridación con baterías

En cuanto a los costes de inversión asociados a convertir la central en una central reversible con bombeo, como se puede ver en la Figura 5.13, el coste medio global ponderado de creación de nuevos proyectos hidroeléctricos se situó en 2.806 USD/kW. En el caso de Valdecañas, al tratarse de una reconversión de infraestructura existente, se estima un coste proporcional del 25% de esa cifra, resultando en aproximadamente **649.500 €/MW**. Aplicado a los 225 MW instalados, se obtiene una inversión aproximada de **150 millones de euros** para la adaptación a central reversible.

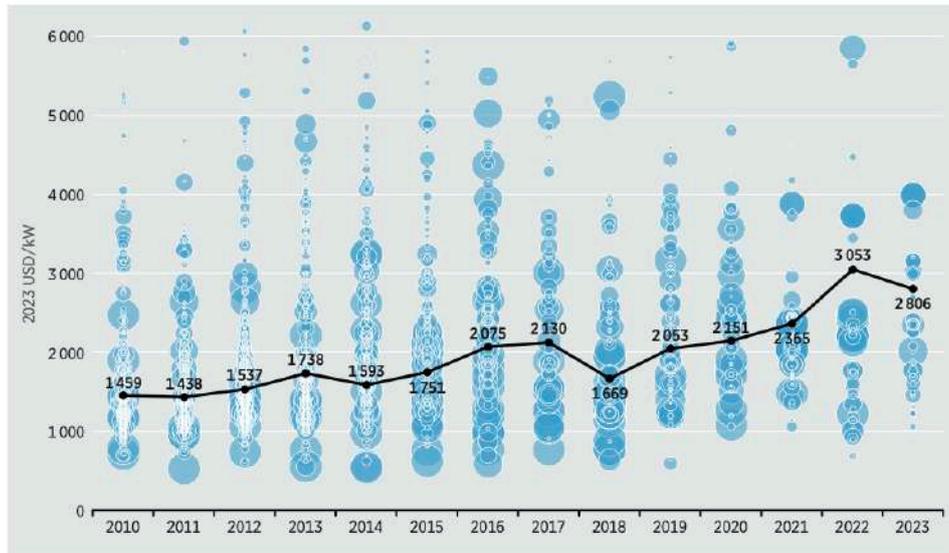


Figura 5.13. Costes totales de instalación por proyecto y media ponderada mundial de la energía hidroeléctrica de 2010 a 2023 (IRENA, 2024)

En cuanto al otro foco principal de inversión, la hibridación con baterías, en la Figura 5.14 se puede ver la tendencia descendente en el precio de baterías de litio en el mercado. En el caso de Valdecañas, al aplicar el coste de 115 \$/kWh de 2024, los 50 MWh de la central supondrán una inversión aproximada de 5,3 millones de euros. Entendiendo el coste de las baterías como un 50% del coste total del proyecto de hibridación, se asume un total de **10,6 millones de euros**, teniendo en cuenta en el otro 50% de la inversión los costes asociados a sistemas de conversión de potencia, costes de sistemas de control costes de instalación, entre otros.

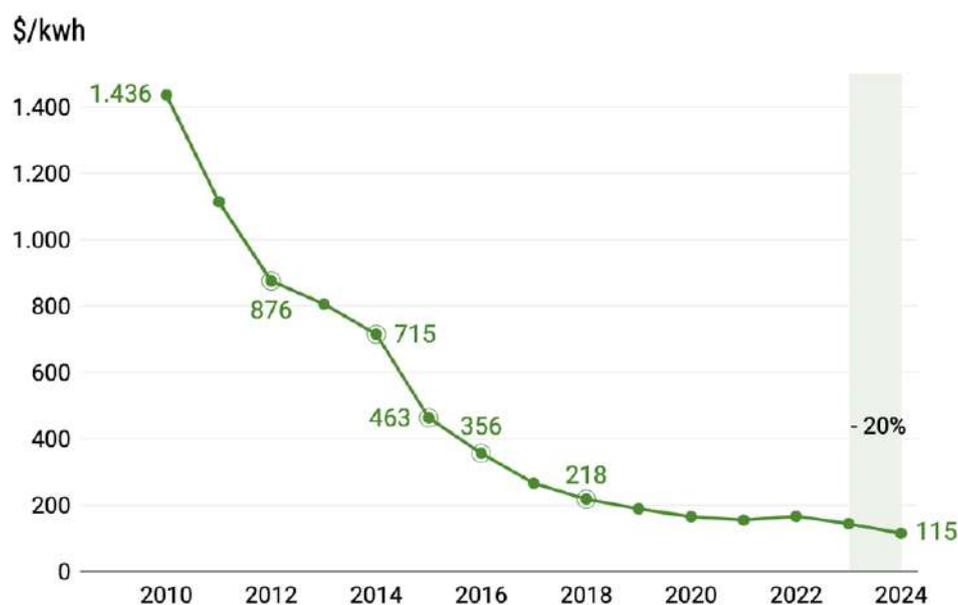


Figura 5.14. Evolución histórica del precio de las baterías de litio en \$/kWh (Sandri, 2024)

Una vez obtenidos los costes de inversión, tanto del proyecto de hibridación de baterías, como de la conversión de la central a central con reversible, se pasa a obtener los costes operativos en el proyecto. Para ello, se aplicará el porcentaje estimado por la consultora g-advisory, dónde se estima un OPEX aproximado del 3% del CAPEX, tanto para centrales hidroeléctricas de bombeo como para sistemas de baterías (g-advisory, 2023). Así pues, tal y como se observa en la Ecuación 5.6 y en la Ecuación 5.7, se obtiene un coste operativo total anual aproximado de **5 millones de euros**.

$$OPEX_{bombeo} = CAPEX_{bombeo} \times 3\% = 150 \text{ mill } \text{€} \times 0,03 = 4,5 \frac{\text{mill } \text{€}}{\text{año}}$$

Ecuación 5.6. Estimación de los costes operativos anuales de la central reversible

$$OPEX_{baterias} = CAPEX_{baterias} \times 3\% = 10,6 \text{ mill } \text{€} \times 0,03 = 318.000 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Ecuación 5.7. Estimación de los costes operativos anuales del sistema de baterías

Finalmente, para poder estimar el LCOE del proyecto de remodelación de Valdecañas, es necesario hacer una estimación de la producción de la central a futuro. Para ello, se calculará la producción tanto de la central de reversible como de las baterías respectivamente, asumiendo que la energía almacenada en las baterías proviene de excedentes de generación independientes de la generación eficaz de la central hidroeléctrica. Así pues, en la Ecuación 5.8 se calcula la producción estimada anual de la central hidroeléctrica, asumiendo un factor de capacidad del 50%, ya que, a pesar de los cálculos del factor de capacidad expuestos en la Ecuación 5.5, en fuentes bibliográficas consultadas se estima el factor de capacidad de centrales hidroeléctricas en torno al 30% - 50%, y en el caso de las centrales reversibles la producción se maximiza.

$$\begin{aligned} \text{Prod. anual}_{hidroeléctrica} &= \text{capacidad instalada} \times \text{horas anuales} \times \text{factor de capacidad} \\ &= 225 \text{ MW} \times 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \times 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \times 0,5 = 985.500 \text{ MWh} = 985,5 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Ecuación 5.8. Estimación de la producción anual de la central hidroeléctrica reversible

Por otro lado, en la Ecuación 5.9 se obtiene la producción estimada de las baterías anualmente en base a los 50 MWh de la energía diaria suministrada teóricamente por las baterías, aplicando un factor de eficiencia del 90%, ya que las baterías no son capaces de reconvertir toda la energía almacenada de nuevo en energía útil.

$$\begin{aligned} \text{Prod. anual}_{baterias} &= \text{Energía teórica diaria} \times \text{días anuales} \times \eta = 50 \text{ MWh} \times 365 \text{ días} \times 0,9 \\ &= 16.425 \text{ MWh} = 16,4 \text{ GWh} \end{aligned}$$

Ecuación 5.9. Estimación de la producción anual de las baterías

Una vez obtenidos todos los costes de proyecto, además de las producciones estimadas, aplicando la Ecuación 5.3 se puede estimar el LCOE del proyecto. Para ello, se ha asumido que la producción de la central hidroeléctrica se mantiene constante a lo largo de los 30 años proyectados de vida útil, mientras que a la instalación de baterías se le ha aplicado un 3% de tasa de degradación. Finalmente, el LCOE del proyecto de remodelación de Valdecañas se estima en unos **16,67 €/MWh**.

El LCOE del proyecto hibridado resulta muy positivo ya que, al tratarse de una obra de remodelación, los costes de inversión iniciales asociados a la construcción de la presa y demás obra civil, así como la mayoría de infraestructura eléctrica ya están amortizados. Además, aunque el LCOE del sistema de baterías considerado de forma aislada sea notablemente superior (88,85 €/MWh) al de la central hidroeléctrica remodelada con bombeo (15 €/MWh), el impacto de su incorporación en el coste nivelado total del proyecto es muy limitado. Esto se debe a que la energía entregada por las baterías representa apenas un 1,6 % del total anual, por lo que su peso relativo en el cálculo agregado es mínimo.

Estimación del LCOE del proyecto de hibridación con FPV

Para obtener del LCOE del proyecto de hibridación del proyecto de Valdecañas con fotovoltaica flotante, al igual que en caso de estudio del Windfloat Atlantic, de nuevo se determinarán en primer lugar los costes de inversión asociados al proyecto de FPV. En este caso, se contará con los mismos componentes descritos en el caso anterior, como son los paneles solares, inversores, sistemas de flotación, etc. Para los paneles solares se contará con el mismo modelo por el que se optó en el caso anterior, el *605-630W N-Type 66 Half Cell Bifacial Module With Dual Glass* de **Jinko Solar** (JinkoSolar, 2025), fabricante líder en el mercado tal y como se muestra en la Figura 5.5.

En cuanto a los inversores, se utilizará también el modelo Sungrow SG3125HV-MV de Sungrow como en el caso de estudio anterior. Sin embargo, para los sistemas de flotación y anclaje de los paneles se escogerá el *Hydrelio®* de **Ciel & Terre**, ya que se trata de un modelo modular y personalizable específicamente diseñado y patentado por la marca idóneo para entornos de agua dulce (Ciel & Terre - Hydrelio, 2025).

Una vez escogidos los componentes principales de la instalación se puede proseguir con la estimación de costes de cada componente. En primer lugar, en el caso de los paneles solares, en la Ecuación 5.10 se obtiene el número de paneles solares necesarios en base a una potencia máxima teórica del panel de 625 W, aplicando un factor de sobredimensionamiento del 10% respecto al inversor para compensar factores como posibles pérdidas por orientación, eficiencia de inversor o suciedad, entre otros.

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{100 \text{ MW}}{0,000625 \frac{\text{MW}}{\text{panel}}} \times 1,1 = 176.000 \text{ paneles}$$

Ecuación 5.10. Cálculo del número de paneles necesarios

Asumiendo como en el caso de estudio anterior un coste promedio en el mercado de 0,15€/W de potencia, se obtiene un coste unitario por panel de 93,75 €/ panel, y, consecuentemente, un coste de inversión asociado a la compra de los paneles solares de **16,5 millones de euros**.

En cuanto a los inversores, el modelo Sungrow SG3125HV-MV es un inversor central de 3,125 MW. En el caso objeto de estudio, para una capacidad objetivo de 100 MW, serán necesarios 32 inversores. En base a proyectos similares, se estima un coste asociado a cada inversor de unos 100.000 €, por lo que el coste total asociado a la adquisición de los inversores será de **3,2 millones de euros**.

En tercer lugar, los flotadores se sobredimensionarán de nuevo en un 10% en base a los paneles solares, para considerar así pasarelas y demás flotación auxiliar de la instalación. De esta forma, se necesitarán 193.600 flotadores. Asumiendo, en base a información publicada por Ciel & Terre, así como otros proyectos similares, un coste unitario de 45€, se obtiene un coste total aproximado asociado a sistemas de flotación de **8,7 millones de euros**. Además, se deben considerar los puntos de anclaje que conforman por completo el sistema hydrelío. Suponiendo un punto de anclaje por cada 15 flotadores (para elaborar disposiciones de los paneles solares en cuadrículas y con cargas lo más uniformemente distribuidas posible), serán necesarios 12.907 puntos de anclaje. Se estima, de nuevo en base a otros proyectos, un coste aproximado de 500 € por punto de anclaje. El coste asociado a la adquisición de los sistemas de anclaje total sería de **6,5 millones de euros** aproximadamente.

Los costes asociados a la obtención de todos los componentes analizados suponen un total de 34,9 millones de euros. Sin embargo, al igual que en el caso de estudio anterior, se asume que dichos costes suponen el 90% de los costes asociados a materia prima, asociando el 10% restante a equipos de conexión, inspección y monitorización de la planta, por lo que el coste total asociado al aprovisionamiento de todas la materia prima necesaria se estima en **38,8 millones de euros**.

Una vez obtenidos los costes asociados a materia prima, la Tabla 5.8 recoge los costes de inversión totales desglosados, estableciéndose la misma proporción que en el caso de estudio anterior. De esta forma, el CAPEX total del proyecto se estima en torno a los **86,2 millones de euros**.

Partida presupuestaria	Porcentaje de costes de inversión	Total
Materia prima	45%	38.800.000€
Transporte y logística	10%	8.620.000€
Instalación y mano de obra	35%	30.180.000€
Otros (permisos, O&M, ...)	10%	8.620.000€

Tabla 5.8. Desglose del CAPEX del proyecto de hibridación de Valdecañas

Para estimar los costes de operación del proyecto, de nuevo se utiliza la relación empleada en el caso de estudio anterior de entre el 2% y el 5% del CAPEX. En este caso, al tratarse de un proyecto en agua dulce, en el que se emplea el modelo hydrelío, el cual destaca por unos reducidos costes de O&M, se asumirá un 2%. De esta forma, se obtiene un OPEX anual del **1,72 millones de euros**.

Finalmente, para poder obtener el LCOE del proyecto de hibridación es necesario estimar la producción de la instalación de FPV, para lo cual se empleará de nuevo la herramienta PVGIS. En base a las coordenadas del embalse de Valdecañas (39.819, -5.420), los 100 MW de potencia FPV instalada y el 12% de estimación de pérdidas en el sistema, la Figura 5.15 representa la producción anual estimada gracias a la herramienta. En ella, se puede apreciar una clara variación estacional típica de latitudes

medias del hemisferio norte, al igual que en el caso de estudio anterior (se aprecia un perfil muy similar al representado en la Figura 5.7). La generación comienza a aumentar a partir de febrero, alcanzando su pico en los meses de verano, con máximos en julio y agosto que superan notablemente los 15 millones de kWh. Posteriormente, la producción disminuye de forma progresiva hacia el invierno, siendo diciembre el mes con menor generación, por debajo de los 10 millones de kWh.

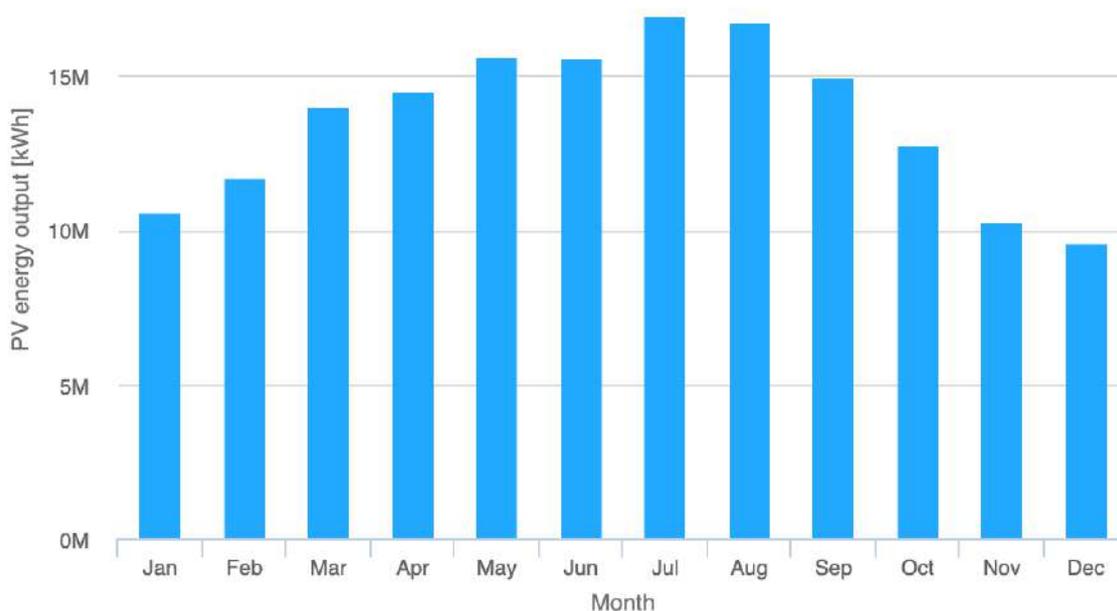


Figura 5.15. Producción mensual de energía en kWh en el proyecto de hibridación de Valdecañas (Fuente: PVGIS)

La Tabla 5.9 resume los datos clave obtenidos en la simulación:

Producción anual FV	163,39 GWh
Irradiación anual	2064,69 kWh/m ²
Variación interanual	4,78 GWh
Pérdidas totales	20,87 %
Producción específica del año 1	1633,85 kWh/kW

Tabla 5.9. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual en Valdecañas (Fuente: PVGIS)

Finalmente, la Figura 5.16 representa la evolución de la producción de la instalación de fotovoltaica flotante a lo largo de su vida útil, la cual se proyecta de nuevo en 30 años. Para ello, se vuelve a tomar como tasa de degradación anual del 0,4% recogido en las especificaciones del panel fotovoltaico seleccionado para la instalación.

Producción anual estimada (MWh)

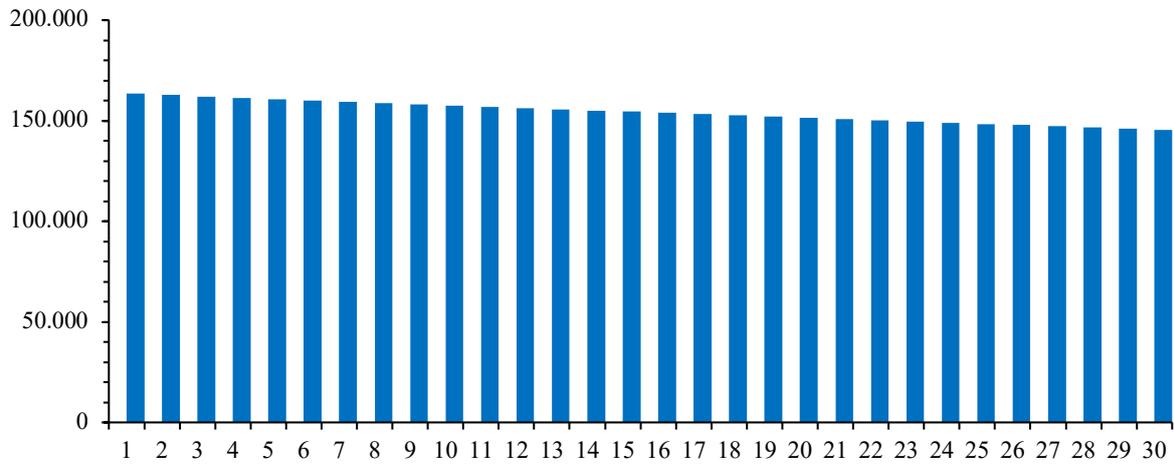


Figura 5.16. Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV (Fuente: Elaboración propia)

Una vez se han obtenido tanto los costes de inversión y operativos, como la generación aproximada del parque, es posible calcular el LCOE del proyecto de fotovoltaica flotante, así como el LCOE de la hibridación con la renovación de la central hidroeléctrica. La Tabla 5.10 recoge todos los costes de energía asociados.

LCOE del proyecto de renovación de Valdecañas	16,67 €/MWh
LCOE del parque fotovoltaico individualmente	51,40 €/MWh
LCOE de la hibridación	21,39 €/MWh

Tabla 5.10. Resumen de los LCOE calculados en el caso de estudio de Valdecañas

Finalmente, la Figura 5.17 ilustra un análisis de sensibilidad llevado a cabo para ver qué influencia ejercen diferentes variables clave como los costes de inversión o la vida útil de la instalación fotovoltaica, al igual que en el caso de estudio previo. Se observa que la influencia de todas las variables recogidas es similar, destacando levemente el peso del CAPEX de la remodelación de la central hidroeléctrica sobre el resto de las variables.

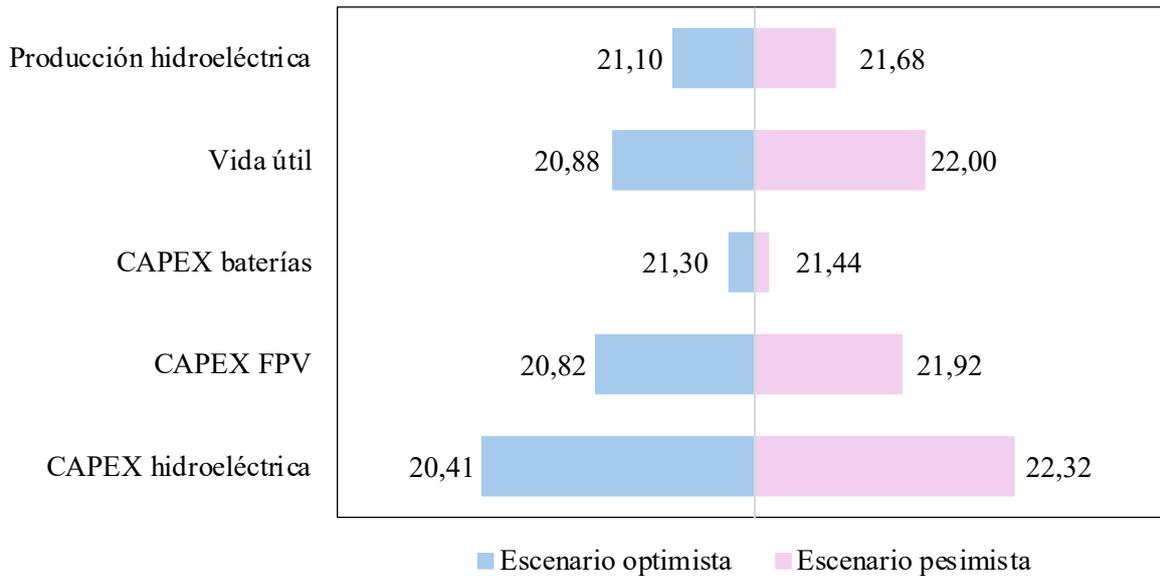


Figura 5.17. Análisis de sensibilidad del LCOE de la hibridación en el proyecto de Valdecañas (Fuente: Elaboración propia)

Conclusiones extraídas del caso de estudio

Finalmente, el caso de estudio demuestra que el modelo de hibridación analizado emerge como una alternativa prometedora de cara a maximizar eficiencia y rendimiento de activos ya existentes. La incorporación de una planta fotovoltaica flotante de 100 MW sobre el embalse de Valdecañas, combinada con la conversión de la central en una instalación hidroeléctrica reversible, permite incrementar significativamente la densidad energética del sistema sin aumentar la ocupación de suelo ni la infraestructura hidráulica.

A pesar de que en el caso de estudio el LCOE del sistema hibridado resulta ser superior al del proyecto original (21,39 €/MWh frente a los 16,67€/MWh del proyecto inicial de remodelación), este resultado no solo es comprensible, sino que también es coherente con la estructura de costes, al no incluirse en el proyecto los costes asociados a la obra civil del embalse. En el caso de estudio anterior del proyecto WindFloat Atlantic, la introducción de FPV reducía el LCOE global, ya que la tecnología eólica marina presenta unos costes de inversión y operación elevados. Al complementar el sistema con fotovoltaica flotante el coste medio por unidad de energía generada disminuía, mostrando cómo la hibridación puede ser una herramienta eficaz para reducir el LCOE en proyectos con tecnologías base de alto coste. En cambio, en el caso de la hibridación con energía hidráulica no se observa el mismo patrón, ya que esta presenta unos costes generalmente más bajos que la eólica marina (IRENA, 2024).



Figura 5.18. Imagen del proyecto de Alqueva (Fuente: El periódico de la energía)

A pesar de este ligero aumento de los costes de producción, la viabilidad del modelo de hibridación entre energía hidroeléctrica reversible y fotovoltaica flotante queda demostrada con ejemplos de proyectos reales, como el de Alqueva, en Portugal (mostrado en la Figura 5.18). Allí, el grupo EDP ha desarrollado una instalación pionera que combina una central hidroeléctrica reversible de 510 MW con una planta solar flotante de 5 MW (Edp, 2025).

De cara a la extrapolación de los resultados obtenidos en el caso de Valdecañas para la hibridación entre energía hidroeléctrica y fotovoltaica flotante a nivel general, el primer aspecto clave a valorar es el **tipo de central hidroeléctrica** en la que se plantea la hibridación. La decisión de hibridar energía hidráulica con FPV no solo busca incrementar la producción renovable, sino optimizar el comportamiento técnico y económico del sistema global. Así pues, la naturaleza del embalse condiciona el papel que jugará la FPV en dicha hibridación ya que en centrales hidráulicas convencionales, se prioriza la generación adicional y la conservación de agua mientras que en el caso de centrales reversibles, la FPV adquiere un rol activo en alimentar el bombeo, transformando el sistema en una batería de largo plazo solar-hidráulica que permite desplazar energía hacia las horas de mayor valor.

Cuando se incorporan además baterías eléctricas, se introduce una capa adicional de flexibilidad operativa que permite gestionar la energía solar de forma más precisa, reduciendo al mismo tiempo el desgaste mecánico de la hidráulica. Así, la hibridación con FPV en plantas con BESS o con doble almacenamiento (bombeo + batería) busca un aprovechamiento estratégico del recurso solar:

generalmente, primero se maximiza el valor instantáneo de la energía producida a través de las baterías, y luego se reserva el excedente para momentos críticos. Este modelo multicapa de almacenamiento tiene implicaciones directas en la capacidad instalada necesaria, la estabilidad de la producción y la reducción del LCOE compuesto, al permitir que cada tecnología opere en su rango óptimo de tiempo y potencia.

En definitiva, la elección del tipo de planta hidráulica con la que se integra la FPV determina no solo el comportamiento energético, sino la lógica económica del proyecto: mientras que en unos casos se busca simplemente producir más energía y conservar agua, en otros se persigue crear sistemas altamente gestionables que permitan desplazar energía, estabilizar la red y maximizar ingresos por servicios auxiliares. El modelo de hibridación adoptado es, por tanto, una decisión estratégica con implicaciones directas sobre la rentabilidad, complejidad operativa y sostenibilidad del sistema.

En segundo lugar, al igual que en el caso de estudio anterior, otro factor determinante en la rentabilidad y diseño de la hibridación es el **momento del ciclo de vida en el que se encuentra la central hidroeléctrica**. En instalaciones ya amortizadas, donde ya se ha recuperado la inversión inicial de la infraestructura hidráulica, el coste marginal de añadir fotovoltaica flotante es significativamente más bajo. Esta situación permite alcanzar costes nivelados de energía LCOE extremadamente competitivos, incluso por debajo de los 20 €/MWh en ciertos casos reales, como en el caso de Valdecañas. En cambio, cuando la hibridación se plantea como parte de una instalación nueva, el coste de la obra civil y de los activos hidráulicos eleva el LCOE global, aunque sigue resultando competitivo gracias a la larga vida útil del componente hidráulico.

Por otra parte, la hibridación desde el diseño inicial permite sinergias claras en ingeniería y construcción, a través de subestaciones compartidas, drenajes comunes e integración directa de la evacuación eléctrica. Sin embargo, esta estrategia también implica desalineaciones en los ciclos de amortización, ya que la infraestructura solar requerirá repotenciaciones a los 25-30 años, mientras que la hidroeléctrica aún tendrá muchas décadas de servicio por delante. Esto complica la modelización financiera y puede afectar a la TIR del proyecto si no se planifican correctamente los flujos de reposición y mantenimiento de la FPV.

La **ubicación del proyecto** sigue siendo un factor clave que debe considerarse, al igual que en el caso de estudio anterior, debido a su impacto directo en la irradiación y posibles restricciones ambientales del proyecto. Además, en el caso de la hibridación con centrales hidroeléctricas, cobra una de nuevo especial importancia el dimensionamiento óptimo de FPV en relación con la capacidad hidráulica disponible. No se trata de instalar la máxima superficie posible de paneles sobre la lámina de agua, sino de encontrar el equilibrio técnico y económico óptimo que maximice el aprovechamiento del recurso solar sin generar excedentes energéticos no gestionables ni infrautilizar las infraestructuras hidráulicas.

Estudios del Politecnico di Milano han introducido métricas como el IPP (*Photovoltaic Integration Potential*), que permiten cuantificar cuánta FPV puede admitir una planta sin saturar sus sistemas de bombeo o turbinado. El ratio óptimo de potencia instalada suele situarse entre 0,2 y 0,6 kW de fotovoltaica por cada kW hidráulico, en función de factores como el perfil horario de precios del mercado correspondiente, la estacionalidad hidrológica o los límites medioambientales impuestos a nivel nacional. Superar ese umbral puede provocar vertidos energéticos, sobrecostes innecesarios o una reducción del VAN del proyecto (Abdullah Bamoshmoosh, 2025).

Como conclusión final, la hibridación entre energía hidroeléctrica y fotovoltaica flotante representa una vía prometedora hacia un sistema energético más flexible, sostenible y eficiente. No obstante, su éxito depende de una correcta evaluación de múltiples variables como la tipología de la central, su estado de amortización o la respuesta del propio sistema eléctrico local. La verdadera oportunidad de este modelo híbrido radica, precisamente, en su capacidad para adaptarse a distintos contextos, siempre que se aborde con un enfoque integrado que combine criterios técnicos, económicos y medioambientales en la toma de decisiones.

5.3. Integración de FPV con fuentes de almacenamiento: Hibridación de FPV con hidrógeno

Finalmente, además de la hibridación para la generación energética como único foco, la otra gran vía de aplicación de la fotovoltaica flotante se basa en su combinación con otras tecnologías enfocadas en el almacenamiento. Diversos estudios han analizado las posibles mejoras de combinar la FPV con almacenamiento a través aire comprimido (CAES), los cuales ofrecen datos muy positivos (Ameen M. Bassam I. A., 2023). Dichos resultados se mejoran aún más en climas fríos, incorporando además almacenamiento térmico (TES), alcanzándose eficiencias de hasta el 53% en la instalación conjunta (Ameen M. Bassam N. A., 2024).

Sin embargo, la vía más interesante a analizar en cuanto a almacenamiento es la integración con hidrógeno de la FPV. Emplear el hidrógeno verde como un vector energético que dé continuidad a las fuentes de generación renovables es una de las principales vías de investigación en la actualidad. Estudios que analizan la combinación del hidrógeno con la energía fotovoltaica flotante muestran resultados muy positivos en términos de rendimiento

5.3.1. Complementariedad energética

La principal ventaja que presenta esta estrategia de generación se basa en el **aprovechamiento de la sobreproducción de la fotovoltaica flotante** para generar hidrógeno verde gracias al proceso de electrolisis (tal y como se esquematiza en la Figura 5.19). Esta configuración presenta el hidrógeno a modo de batería de almacenamiento de los excedentes generados durante el día con la FPV, transformando el hidrógeno en electricidad en los periodos de mayor demanda durante la noche, lo que se traduce en una mayor estabilidad en la red (Hilal Sayhan Akci Turgut, 2024).

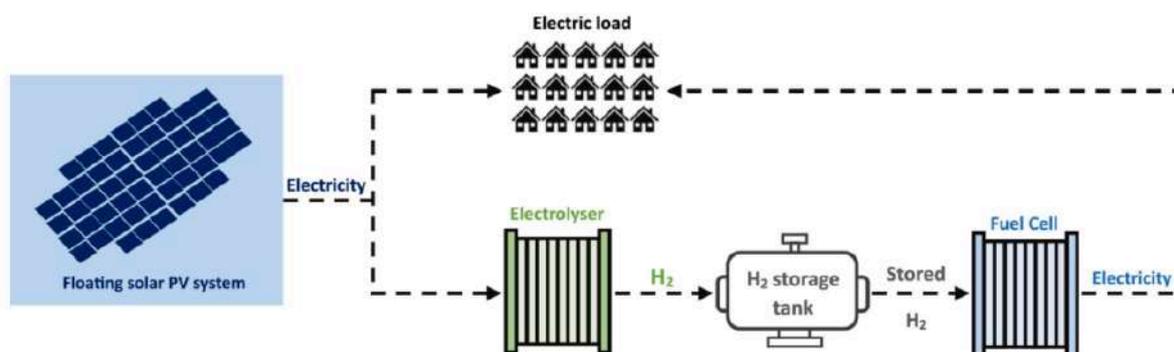


Figura 5.19. Modelo de producción gracias a la combinación de FPV e hidrógeno (Fuente: Revista Internacional de la energía del hidrogeno)

Esta ventaja se puede ver de forma real a través del proyecto llevado a cabo en la región de Wadi Dayqah, Omán (Kawthar Al Saadi, 2024). El sistema, con una capacidad instalada de FPV de 26,57 MW, se combina con un electrolizador de 22 MW capaz de generar 826,624 kg de hidrógeno

anualmente, el cual se transforma posteriormente en electricidad gracias a una celda de combustible de 13 MW en momentos de baja radiación solar.

En cuanto a la reducción de vertidos generados, este sistema se distingue por su capacidad para transformar lo que sería un excedente de energía en una valiosa fuente de almacenamiento. En el caso de este sistema híbrido, la producción total anual alcanza los 65,5 GWh, con una producción excedente de electricidad de 521,908 kWh, lo que representa aproximadamente un 0,8% de la producción total. En lugar de desperdiciarse, esta energía excedente se convierte en hidrógeno verde, que luego se utiliza en la generación de electricidad, especialmente en momentos de baja radiación solar. De este modo, el uso del hidrógeno como método de almacenamiento contribuye a la eliminación de vertidos, asegurando que toda la energía generada se aproveche de manera eficiente, incluso cuando la demanda de electricidad no coincide con los picos de generación.

Así pues, el sistema es capaz de abastecer la demanda de los 422 hogares cercanos al embalse que se plantea inicialmente como objetivo, aportando el sistema FPV 51,7 GWh anuales, lo que representa el 79% de la energía total generada por el sistema y supone una eficiencia de 86,51%. El almacenamiento de hidrógeno, por su parte, genera el 21% restante gracias a los excedentes de energía solar generados durante las horas de máxima irradiación.

A pesar de las claras ventajas en términos de generación y estabilidad en el perfil de generación de este proyecto, en términos económicos, el hecho de combinar dos tecnologías aún inmaduras eleva mucho los costes de inversión iniciales, por lo que la inversión es difícilmente rentable en la actualidad. El LCOE del sistema se estima en 0,97 \$/kWh, mientras que el coste nivelado del hidrógeno, LCOH, se estima en 29,7\$/kg. Los costes más significativos se asocian al reemplazo de la celda de combustible, ya que con una vida útil de 25 años para el proyecto, se estima que esta tenga que ser reemplazada 3 veces debido a su vida media operativa de 7,9 años (Kawthar Al Saadi, 2024).

Como conclusiones a extraer, esta combinación de tecnologías, además de para la red eléctrica nacional, resulta muy interesante para sistemas aislados o microrredes, así como para la producción en industrias o el transporte. En dichos campos la demanda energética tiene un alto impacto ambiental, por lo que esta estrategia de generación ayudaría considerablemente a reducir sus emisiones de CO₂ (Kawthar Al Saadi, 2024).

6. Aplicación de la energía fotovoltaica flotante en industrias electrointensivas

En el contexto actual de transición energética y descarbonización de la industria, soluciones como la FPV, las cuales son capaces de integrar eficiencia y sostenibilidad, cobran especial importancia de cara a alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible mencionados al inicio del presente documento. En este sentido, el siguiente capítulo analiza cómo las industrias electrointensivas, especialmente aquellas que operan con sistemas de refrigeración basados en embalses, representan un escenario ideal para la implementación de tecnología fotovoltaica flotante.

En primer lugar, resulta necesario definir qué se entiende por industria electrointensiva. “*Se denomina sector electrointensivo al conformado por aquellas industrias para las que la electricidad es un factor primordial en su proceso. [...] Se engloban los sectores metalúrgico, químico, siderúrgico, y gases industriales. En estas industrias el coste energético puede llegar a suponer un 50% de los costes de producción.*” (AEGE, 2025). Además, muchas de estas actividades requieren grandes masas de agua para la refrigeración de los procesos industriales que llevan a cabo, como es el caso del sector de la siderurgia o la industria química. Generar electricidad mediante sistemas fotovoltaicos flotantes en los embalses de refrigeración de industrias electrointensivas representa una sinergia clara entre las necesidades energéticas y térmicas de estas instalaciones y el aprovechamiento eficiente de sus propios recursos hídricos.

Una de las principales ventajas de instalar paneles fotovoltaicos flotantes en los embalses industriales es el uso eficiente de las infraestructuras ya existentes, como es el caso de dichos embalses. La tecnología FPV se apoya sobre estas superficies acuáticas infrautilizadas, evitando la ocupación de nuevos terrenos para la generación fotovoltaica. Este modelo de generación permite a las industrias utilizar sus propios recursos hídricos como base para estas infraestructuras energéticas sostenibles, optimizando la superficie ya transformada para usos industriales, sin ampliar su huella territorial. Además, al integrar generación energética sobre el embalse, se le otorga un doble aprovechamiento funcional al recurso hídrico: no solo actúa como método de refrigeración para la actividad productiva correspondiente en cada industria, sino que también actúa a modo de soporte estructural para la producción de electricidad de origen renovable. Esta reutilización inteligente del agua contribuye a maximizar el rendimiento global del sistema industrial, aumentando su eficiencia sin requerir nuevas infraestructuras ni comprometer su funcionalidad original.

Además del aprovechamiento de infraestructuras ya existente, la generación con FPV ofrece a las industrias la posibilidad de consumir directamente la electricidad que generan. Este modelo de autoconsumo consigue reducir parcialmente la dependencia de la red eléctrica, lo que proporciona mayor autonomía energética, reduciendo consecuentemente la exposición a la volatilidad de los precios del mercado. Según el Real Decreto 1106/2020, el Estatuto de los consumidores electrointensivos en España, las empresas que pueden autogenerar su electricidad tienen más herramientas para cumplir con los compromisos de eficiencia energética y descarbonización impuestos en dicha normativa para acceder al Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (FERGEI) (Real Decreto 1106/2020, 2020). Este modelo es especialmente ventajoso para industrias como refinerías, plantas de acero o químicas, las cuales presentan perfiles de carga elevados y estables, ideales para el acoplamiento con fotovoltaica.

El tercer beneficio principal del autoconsumo con FPV en estos sectores se centra en la reducción de pérdidas por transmisión. La cercanía entre la planta de generación y el punto de consumo permite reducir las pérdidas por transmisión de las redes nacionales, las cuales pueden suponer hasta un 8% en este tipo de instalaciones, como se puede deducir de la Figura 6.1. Teniendo en cuenta que las industrias electrointensivas suelen estar conectadas a la red en media-alta tensión y, por lo tanto, se encuadran en alguno de los cuatro peajes de acceso de la familia 6.x TD que marca la CNMC, al integrar la producción en el propio embalse refrigerante del complejo industrial se eliminan estos cuellos de botella, mejorando la eficiencia del sistema y reduciendo el dimensionamiento necesario de infraestructuras auxiliares como líneas eléctricas, transformadores o subestaciones.

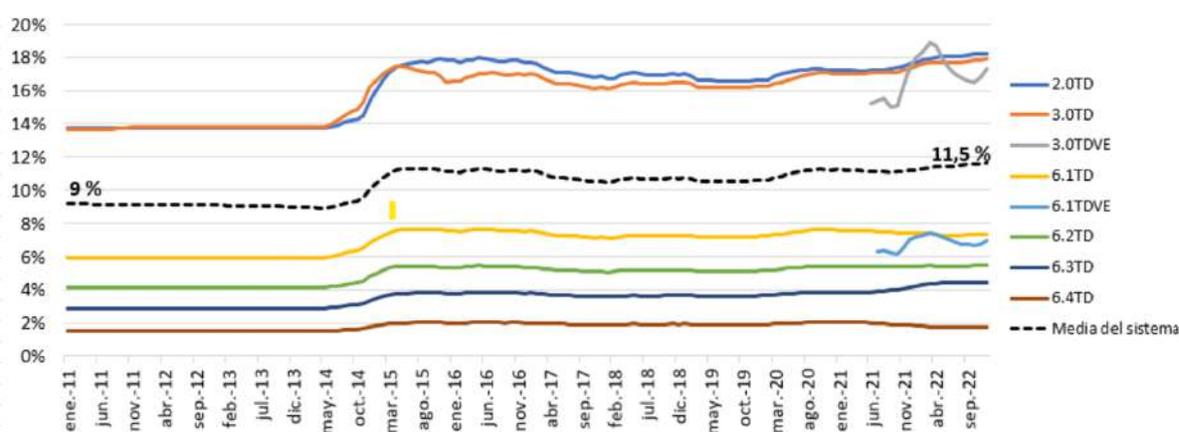


Figura 6.1. Evolución de las pérdidas medias acumuladas para cada tipo de peaje de acceso (CNMC, 2023)

Una vez definidos los beneficios principales que presenta el autoconsumo con FPV en industrias electrointensivas con una alta necesidad de agua, bien sea para procesos de refrigeración u otros fines, resulta ilustrativo analizar qué actividades concretas cumplen estas condiciones en el territorio nacional. En cuanto a la **industria metalúrgica**, su actividad productiva se caracteriza por un elevado consumo energético y una significativa demanda de agua para procesos de refrigeración, ya que en muchos casos se emplean hornos de arco eléctrico para fundir chatarra de acero, generando temperaturas extremadamente altas que requieren sistemas de enfriamiento eficientes para mantener la integridad de los equipos y la calidad del producto final. En procesos siderúrgicos integrales, el uso de hornos altos también requiere un alto nivel de refrigeración, así como una demanda eléctrica elevada para alimentar todo el proceso productivo (ArcelorMittal, 2025).

A nivel nacional, existen diferentes empresas dedicadas a este tipo de actividades industriales, como es el caso ArcelorMittal (ArcelorMittal, 2025) o Acerinox (Acerinox, 2025).

Otra sector que encaja dentro de la definición de industria electrointensiva sería la **industria química y la petroquímica**. Estas se configuran como uno de los sectores productivos más intensivos en consumo de energía eléctrica y uso de agua, debido a la complejidad de sus procesos y a las exigencias técnicas asociadas a la operación segura y continua de sus plantas. En este sector, las operaciones suelen implicar reacciones químicas tanto endotérmicas como exotérmicas, las cuales demandan una gran

cantidad de energía. A nivel nacional, en el complejo petroquímico de Tarragona empresas como Dow Chemical, Repsol o BASF operan plantas donde se sintetizan olefinas, polietilenos y otros productos mediante procesos como el craqueo térmico o la polimerización, los cuales exigen mantener temperaturas superiores a 700 °C en hornos, columnas de destilación o reactores, lo que implica una enorme demanda energética (Repsol, 2025).

En tercer lugar, la **industria cementera** representa otra actividad productiva que combina alta demanda energética y refrigeración. Concretamente, el proceso de molienda del clínker, componente principal del cemento, puede llegar a representar hasta el 40% del consumo eléctrico total de una planta cementera (IEA, 2018). Además, en muchos equipos críticos de las plantas cementeras, como pueden ser motores u hornos, se generan temperaturas muy elevadas debido a la fricción mecánica y a las reacciones exotérmicas del proceso. Si no se disipa este calor, pueden provocarse fallos, pérdida de eficiencia y paradas no programadas, por lo que todas las industrias cementeras cuentan con sistemas de refrigeración como torres de enfriamiento o intercambiadores de calor.

En España existen diferentes competidores dentro de la industria cementera, como Cementos Portland Valderrivas (perteneciente al grupo FCC), LafargeHolcim o cementos Tudela Veguín (perteneciente al grupo Masaveu) (Grupo cementos Portland Valderrivas, 2025) (Holcim, 2025) (Corporación Masaveu, 2025).

El **sector de la minería** también lleva asociado un alto consumo energético. Procesos clave como la molienda y el chancado, que consisten en reducir el tamaño del mineral para liberar el metal de interés, representan aproximadamente entre el 40% y el 50% del consumo total de electricidad de una planta minera. Además, procesos como la lixiviación con soluciones ácidas, el bombeo de relaves o la ventilación en minas subterráneas también demandan cantidades significativas de electricidad (IEA , 2021).

En cuanto al consumo de agua en la industria minera, esta se emplea durante el procesamiento de minerales, especialmente en la flotación, mezclándose el mineral con agua y reactivos químicos para facilitar la separación del metal deseado. También se utiliza para controlar el polvo y enfriar equipos, una necesidad crítica en zonas áridas donde operan muchas minas. Además, el transporte y la gestión de los relaves requieren grandes volúmenes de agua, lo que ha impulsado el desarrollo de sistemas de recirculación para reducir el consumo neto (International Council on Mining and Metals, 2021).

En el panorama nacional, existe minería metálica de cobre, con las minas de Riotinto en Huelva o las Cruces en Sevilla, además de minas de oro como la mina de Valle-Boinás en Asturias, entre otros muchos ejemplos de minería en España.

También se incluye dentro de la definición de industria electrointensiva la **industria papelera**. La producción de papel y celulosa implica un consumo energético considerable en diversas etapas clave del proceso como en la fabricación de pasta mecánica, donde se utiliza una gran cantidad de electricidad para triturar la madera mediante desfibradores o refinadores. Otra de las fases más intensivas energéticamente es el secado del papel, donde el material húmedo pasa por cilindros térmicos que deben mantenerse a temperaturas constantes. Además, el funcionamiento continuo de maquinaria pesada demanda electricidad constante para motores, controles electrónicos y sistemas automatizados. A nivel general, según la Confederación Europea de Industrias del Papel (CEPI), la producción de 1 tonelada de papel puede consumir entre 600 y 1.200 kWh de electricidad, dependiendo del tipo de papel y del proceso empleado (Confederation of European Paper Industries, 2023).

El agua en la industria de celulosa y papel, además de destinarse a la refrigeración de maquinaria industrial, se emplea durante la preparación de la pulpa, ya que ya sea a partir de madera virgen o de material reciclado, se mezcla con agua para formar una suspensión homogénea que facilita su posterior tratamiento. En los procesos químicos de producción de celulosa, como el método Kraft o al sulfito, también se emplean grandes volúmenes de agua tanto para cocinar la madera junto con reactivos como la soda cáustica y el sulfuro de sodio, como para lavar la pulpa resultante, garantizando la eliminación de impurezas y la calidad del producto final.

En España, destaca ENCE, con fábricas de pasta de celulosa en Navia y Pontevedra, o Saica group, empresa dedicada principalmente a la fabricación de papel de embalaje, con diversas fábricas en España (ENCE, 2025) (SAICA, 2025).

Otro sector a mencionar sería la **industria de los fertilizantes**, especialmente los nitrogenados, la cual implica reacciones químicas que requieren operar a altas presiones (100–300 bar) y temperaturas elevadas (400–600 °C), lo que se traduce en un consumo energético muy elevado. En particular, la síntesis de amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch, que combina nitrógeno del aire con hidrógeno, es una de las etapas más intensivas en energía térmica y eléctrica, estimándose que puede requerir entre 8 y 12 MWh por tonelada de amoníaco producida (IEA, 2021)

Paralelamente, el agua también desempeña un papel fundamental en la producción de fertilizantes, ya que interviene en múltiples etapas del proceso industrial. Durante la síntesis, las elevadas temperaturas exigen sistemas de enfriamiento continuo mediante torres de refrigeración o intercambiadores de calor. Además, el agua se utiliza para condensar productos intermedios como el amoníaco o la urea, así como para lavar gases residuales que pueden contener compuestos tóxicos o corrosivos, tales como amoníaco, óxidos de nitrógeno o dióxido de azufre. También es imprescindible en la formulación de fertilizantes líquidos, donde se emplea para disolver los compuestos y ajustar las concentraciones finales. Estos hábitos de consumo se pueden ver en Fertiberia, principal productor de fertilizantes a nivel nacional, el cual cuenta con instalaciones en diversos puntos de España como Puertollano, Palos de la Frontera o Avilés (Fertiberia, 2025).

La **industria farmacéutica** sería otra industria electrointensiva con una alta demanda de agua para diversos procesos llevados a cabo que tiene lugar en diversas partes de España. En primer lugar, es imprescindible mantener condiciones ambientales controladas de temperatura, humedad y presión para evitar cualquier tipo de contaminación, las cuales conllevan un alto consumo energético. Además, los procesos químicos y térmicos como el calentamiento, enfriamiento, secado o liofilización también requieren una gran cantidad de energía. A ello se sumaría el uso constante de equipos críticos de alta precisión o, en el caso de productos sensibles como vacunas, insulina o biológicos, el mantenimiento de la cadena de frío entre 2 °C y 8 °C desde su producción hasta la entrega.

En cuanto a consumo de agua en la industria farmacéutica, de nuevo, además de los sistemas de enfriamiento como torres de refrigeración o circuitos cerrados, la elevada demanda hídrica de la industria se asocia al papel esencial del agua, tanto como materia prima como en funciones auxiliares. Además, la limpieza y esterilización de los equipos entre lotes exige el uso repetido de agua caliente o vapor, siendo uno de los principales focos de consumo de agua y energía en las instalaciones.

A nivel nacional, existen centros productivos de grandes internacionales farmacéuticas que ejemplifican las razones expuestas previamente de consumos energéticos e hídricos, como es el caso de planta de San Sebastián de los Reyes de Pfizer, destinada a la producción de fármacos para el tratamiento de la

hemofilia A y B (Pfizer, 2025). También Bayer, con su planta en la Felguera, es otro de los principales centros productivos del sector farmacéutico en España, ya que se trata del único centro de la compañía destinado a la producción del ácido acetilsalicílico, principio activo de la aspirina (Antolín, 2025).

Existen otros sectores relevantes en términos de alto consumo energético e hídrico, en los cuales sería interesante el planteamiento de autoconsumo con FPV, como es el caso de la industria automotriz, la industria alimentaria o la industria textil. Sin embargo, el último sector a exponer, debido al papel clave que está tomando en el contexto actual es el sector de los **centros de datos**. Los centros de datos han adquirido una importancia estratégica en la era digital actual debido al crecimiento exponencial de la generación y el procesamiento de datos, ya que son esenciales para almacenar y gestionar información crítica, facilitando el funcionamiento de servicios en línea, aplicaciones empresariales y tecnologías emergentes como la inteligencia artificial y el internet de las cosas.

El funcionamiento de los centros de datos conlleva un elevado consumo de electricidad, la mayor parte destinada a la alimentación de los servidores. Se estima que los centros de datos representan entre el 1% y el 2% del consumo eléctrico mundial, y con el auge de tecnologías como la inteligencia artificial y la computación en la nube, se prevé que esta demanda se duplique para 2030 (ITware Latam, 2025).

Además de su alto consumo energético, los centros de datos también son grandes consumidores de agua, principalmente para sus sistemas de refrigeración. El método más común es el enfriamiento evaporativo, que utiliza agua para disipar el calor generado por los equipos. Sin embargo, este proceso puede llevar a una evaporación significativa del agua, lo que representa un desafío en términos de sostenibilidad (Setmajer, 2024).

A nivel nacional, el ejemplo más relevante de centros de procesamiento de datos (CPD) sería el caso de Amazon Web Services (AWS) en Aragón, donde la compañía cuenta con tres centros de datos en funcionamiento desde 2023, ubicados en El Burgo de Ebro, Villanueva de Gállego y la Plataforma Logística de Huesca. Estos centros utilizan sistemas de refrigeración que requieren unos 53,9 millones de litros de agua anuales por centro. El abastecimiento de agua proviene de la red municipal, y en Villanueva de Gállego se está construyendo un nuevo depósito de 2.400 metros cúbicos para garantizar el suministro necesario (Gascón, 2025).

A pesar de que no en todos los casos analizados en España relacionados con sectores de alta demanda energética e hídrica se disponen de un embalse, lago u otra lámina de agua propia donde instalar una planta de fotovoltaica flotante (FPV), esta tecnología representa una alternativa con gran potencial para el autoconsumo. Su capacidad para aprovechar superficies infrautilizadas, minimizar la evaporación del agua y reducir la temperatura de los paneles, aumentando así su eficiencia, la convierte en una solución particularmente atractiva en entornos industriales donde el acceso a grandes extensiones de terreno puede ser limitado o costoso. Muchos de estos sectores están implementando estrategias de autoconsumo, así como medidas de descarbonización, por lo que el autoconsumo con FPV se presenta como una opción viable y prometedora a largo plazo.

6.1. Caso de estudio: instalación de FPV en ArcelorMittal Asturias

ArcelorMittal es una de las multinacionales líderes en la industria del acero. Con sede en Luxemburgo y presencia en más de 60 países, la siderúrgica abarca procesos desde la extracción de materias primas como mineral de hierro y carbón, hasta la fabricación de productos finales para diversos sectores productivos.

A nivel nacional, en 2023 la compañía empleaba a más de 8.500 personas en España, produciendo 4,5 millones de toneladas de acero, las cuales suponen el 10,7% de la producción total del grupo (ArcelorMittal España, 2023). ArcelorMittal España es una de las principales divisiones del grupo siderúrgico global ArcelorMittal, consolidándose como un actor clave en la industria del acero en el país. La compañía cuenta con 11 plantas industriales distribuidas por diversas regiones, especializadas en la producción de productos planos, largos y soluciones industriales avanzadas. Dentro de estos 11 centros productivos, la planta de Asturias es la única siderúrgica integral española, produciendo acero a partir de mineral de hierro (ArcelorMittal España, 2025).



Figura 6.2. Imagen de ArcelorMittal Gijón (Fuente: Viktor Mácha)

El proceso integral de producción del acero comienza con la recepción de las materias primas, principalmente mineral de hierro y carbón, que se procesan en las instalaciones de sinterización y cok, situadas en Gijón. A continuación, el sinter y el cok se introducen en los hornos altos, también en Gijón, donde, mediante inyección de aire caliente y carbón en polvo, se produce el arrabio, el cual será convertido en acero líquido. Este acero se transporta a las acerías de Avilés y Gijón, donde se realiza la conversión mediante la inyección de oxígeno y la adición de ferroaleaciones.

Una vez obtenido el acero líquido, se solidifica en bloques a través de las coladas continuas y se envía a las etapas finales de laminación. En Avilés, el acero se lamina en caliente para producir bobinas que luego puedan ser galvanizadas, decapadas o convertidas en hojalata. En Gijón, se fabrican productos

largos como carril y alambrón, destinados principalmente a la construcción y el transporte (ArcelorMittal, 2025).

Para abastecer su propia demanda hídrica la planta dispone de tres embalses: San Andrés de los Tacones (factoría de Gijón), La Granda y Trasona (factoría de Avilés). El agua de dichos embalses se destina principalmente al enfriamiento de los hornos altos a través de sistemas de refrigeración cerrados. Además, otras partes del proceso también generan demanda hídrica, como es el caso del enfriamiento de los productos laminados, o el proceso de decapado, el cual también utiliza agua para eliminar impurezas y capas no deseadas del acero (ArcelorMittal España, 2025).

De los tres embalses de la compañía en Asturias, se ha optado por el **embalse de San Andrés de los Tacones**, también conocido como embalse de San Andrés, para la instalación del parque fotovoltaico flotante. Dicha infraestructura hidráulica está situada en el municipio de Gijón, sobre el río Aboño, y fue construida entre 1964 y 1970 por la Unión de Siderúrgicas Asturianas S.A. (UNINSA), precursor de ArcelorMittal. El embalse cuenta con una capacidad total de 4 hm³ y una superficie total de 54 ha (iAgua, 2025).

Determinación de la capacidad instalada de FPV

A la hora de determinar la capacidad instalada de FPV, se partirá del dato clave de la superficie total disponible de 54 ha. Es importante tener en cuenta que el embalse de San Andrés está catalogado como Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) desde 2003, junto con los embalses de Trasona y La Granda, formando parte de la Red Natura 2000 (Principado de Asturias, 2025), por lo que la normativa vigente en materia de protección ambiental juega un papel clave en el proyecto.

El embalse está clasificado por el Ministerio para la Transición Ecológica como una masa de agua en riesgo de eutrofización, lo que teóricamente permitiría una ocupación máxima del 15 % de su superficie según lo dispuesto en el artículo 139 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico (Real Decreto 849/1986, 1986). Sin embargo, al considerarse una Zona de Especial Protección para las Aves, dicho porcentaje de ocupación máxima se reduce al 5% según la actualización marcada por el Real Decreto 662/2024, lo que se traduce en una superficie ocupada máxima de 2,7 hectáreas en el embalse objeto de estudio.

Los casos analizados para la elaboración de la gráfica de la Figura 5.12 con una superficie ocupada máxima similar a las 3 hectáreas guardaban una relación aproximada de 1:1 en términos de capacidad instalada (MW) – superficie ocupada (ha), relación que se va modificando progresivamente a medida que las instalaciones aumentan su capacidad, volviéndose más competitivas en términos de densidad energética.

Teniendo en cuenta que no toda la superficie del embalse es útil para la instalación, ya que deben considerarse las zonas de seguridad, las áreas de acceso y las posibles restricciones de zonas de protección ambiental, se considerará una **potencia instalada total de 2,5 MW**.

Comparativa de la potencia instalada respecto al consumo anual

Una vez se ha calculado la capacidad instalada de FPV que maximiza la producción dentro de los límites de la normativa vigente, resulta ilustrativo ver qué nivel de consumo se podría cubrir realmente con dicha planta. Para ello, se debe de estimar el consumo anual de la planta de ArcelorMittal en Asturias. Dado que no existen datos públicos específicos que detallen el consumo eléctrico de la planta, se ha realizado una estimación razonada a partir de fuentes oficiales disponibles.

En primer lugar, según datos publicados por ArcelorMittal España, la producción total de acero en 2024 fue de 5,1 millones de toneladas (Mt), de las cuales aproximadamente el 70 % se elaboró mediante la ruta integral con horno alto (BF-BOF), mientras que el 30 % restante se produjo por medio de hornos de arco eléctrico (EAF). La planta de ArcelorMittal Asturias es la única en España que cuenta con hornos altos, lo que implica que todo el acero producido mediante la ruta BF-BOF (unos 3,57 Mt) se fabrica en esta ubicación (ArcelorMittal España, 2025).

La fabricación de acero mediante la ruta integrada BF-BOF conlleva un consumo eléctrico que se sitúa generalmente entre 850 y 900 kWh por tonelada de acero producido, teniendo en cuenta todos los procesos implicados (Muhammad Uzair Yousuf, 2024). Aplicando dicha horquilla de consumos a la producción en la planta de Asturias, se obtendría un consumo eléctrico anual de entre 3 y 3,2 TWh anuales.

Comparando el consumo obtenido con resultados económicos publicados, se sabe que el coste eléctrico de ArcelorMittal España en 2023 fue de 351 millones de euros, con un precio medio de electricidad de 87,43 €/MWh (Huguet, 2024). Estos datos permiten deducir un consumo total aproximado de 4,0 TWh en todas las plantas del país. Dado que el 30 % del acero se produce por EAF, se estimaría un consumo en Asturias de aproximadamente 3,2 TWh, lo cual es consistente con la estimación previa.

Asumiendo finalmente un consumo medio anual de entre 3 y 3,2 TWh, la planta presentaría una demanda continua de entre 342 y 365 MW, por lo que con una instalación de 2,5 MW de capacidad instalada no se abastecería ni un 1% de la demanda eléctrica de la industria.

Estimación del LCOE del proyecto de FPV

Al igual que en los casos de estudio anteriores, el primer paso para obtener el LCOE del proyecto consiste en la obtención de todos los costes asociados. El CAPEX del proyecto incluirá de nuevo los costes asociados a la compra de los paneles fotovoltaicos e inversores, sistemas de flotación y anclaje, así como todos los sistemas de monitorización, control y conexiones. Manteniendo los equipos seleccionados para el proyecto en Valdecañas, en la Ecuación 6.1 se especifica el número de paneles necesarios a instalar para obtener la potencia objetivo de 2,5 MW. Considerando la potencia máxima teórica de 625 W del modelo de panel *605-630W N-Type 66 Half Cell Bifacial Module With Dual Glass* de Jinko Solar, así como el factor de sobredimensionamiento del 10% respecto al inversor, se obtiene un total de 4.400 paneles a instalar.

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{2,5 \text{ MW}}{0,000625 \frac{\text{MW}}{\text{panel}}} \times 1,1 = 4.400 \text{ paneles}$$

Ecuación 6.1. Cálculo del número de paneles necesarios

Aplicando el coste promedio de 0,15€/W de potencia, se obtiene un coste unitario por panel de 93,75 €/panel, lo que supone un coste de inversión asociado a la compra de los paneles solares **412.500 €**.

En cuanto al inversor, en este caso se ha seleccionado el modelo **Sungrow SG2500HV-20** como inversor central. Este modelo incluye la electrónica de potencia, la aparamenta y los sistemas de protección, reduciéndose considerablemente la complejidad del sistema respecto a configuraciones con múltiples inversores string. La instalación requerirá únicamente la conexión de los 184 strings de módulos (de 24 paneles cada uno) a través de 16 cajas *combiner boxes* flotantes, facilitando el mantenimiento y reduciendo la longitud del cableado de corriente alterna. A pesar de que el inversor seleccionado cuenta con un grado de protección IP54, se han establecido una serie de medidas preventivas que garantizan su correcta operación y protección como la instalación del inversor en tierra firme junto al embalse, o la protección del equipo con recubrimiento anticorrosivo C5-M y placas de paso de cables de acero inoxidable. El coste promedio actual del bloque inversor se estima en 0,1 €/W, por lo que el coste total asociado sería de **250.000€**.

En tercer lugar, para los sistemas de amarre y flotación se volverá a recurrir al sistema hydrelío de Ciel & Terre. Aplicando un 10% de sobredimensionamiento respecto al número de paneles, para considerar las pasarelas necesarias y los sistemas de flotación auxiliar, se necesitarían un total de 4840 flotadores. Así mismo, considerando un punto de anclaje cada 16 paneles (cuadrículas de 4 x 4), se necesitarán 275 puntos de anclaje. Asumiendo unos costes de 45€ por flotador, y 500€ por punto de anclaje, se obtienen unos costes totales asociados de **355.300 €**.

Los costes totales de obtención de todos los elementos estimados hasta el momento suponen un total de 1.017.500€. Asumiendo que dichos costes suponen el 90% de los costes asociados a la obtención de materias primas, ya que no se han contemplado todos los equipos de monitorización y control necesarios, parte del cableado, etc., el coste total asociado a la compra de equipos ascendería aproximadamente a **1.130.500 €**.

La Tabla 6.1 recoge la estructura de costes empleada para obtener el CAPEX del proyecto, el cual ascendería a aproximadamente **2,5 millones de euros**.

Partida presupuestaria	Porcentaje de costes de inversión	Total
Materia prima	45%	1.130.500€
Transporte y logística	10%	250.000€
Instalación y mano de obra	35%	880.000€
Otros (permisos, O&M, ...)	10%	250.000€

Tabla 6.1. Desglose del CAPEX del proyecto del proyecto de ArcelorMittal

En cuanto a los costes asociados a operación y mantenimiento, se asumirá de nuevo un 2% respecto al CAPEX del proyecto, obteniéndose un OPEX anual de **50.200€**.

Para la estimación de la producción del proyecto se recurrirá de nuevo a la herramienta PVGIS². En base a la ubicación de la planta, la potencia instalada, y el porcentaje de pérdidas aportado (de nuevo estimado en un 12%, inferior al 14% estándar para reflejar la mejora en términos de eficiencia que aportan las instalaciones flotantes), la herramienta proporciona una estimación anual de la producción de dicha instalación, así como una aproximación del perfil de generación mensual, representado en la gráfica de la Figura 6.3.

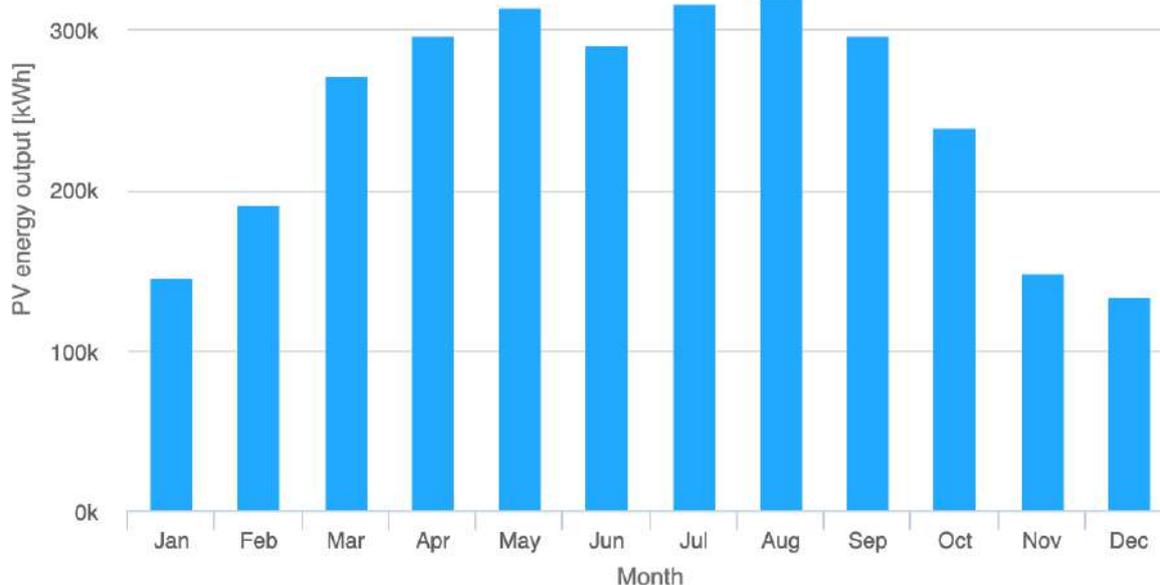


Figura 6.3. Producción mensual de energía en kWh para el proyecto de ArcelorMittal (Fuente: PVGIS)

En la Tabla 6.2 se recogen los resultados principales obtenidos con la simulación, a partir de los cuales se proyectará la generación a lo largo de la vida útil de la instalación. A pesar de que el perfil de generación mensual es muy similar a los casos de estudio anteriores, con el pico de generación en los meses de verano y el valle en el invierno, la producción específica es notablemente menor en este proyecto. Este aspecto se puede ligar a la irradiación anual, la cual también disminuye, al situarse la instalación en el norte de España.

² A la hora de llevar a cabo la estimación, se trabajará con la opción de “Conectado a red” que ofrece la página. A pesar de que el proyecto de ArcelorMittal responde a un modelo de autoconsumo, la opción de “Fuera de red” que ofrece la PVGIS considera el uso de baterías. En el caso de estudio se parte de la hipótesis de que toda la energía generada será utilizada directamente en la industria, por lo que no se incluyen baterías en el proyecto para no aumentar aún más los costes de inversión. Así pues, la opción de un sistema conectado a red se ajusta mejor al modelo evaluado.

Producción anual FV	2,96 GWh
Irradiación anual	1468,32 kWh/m ²
Variación interanual	72,25 MWh
Pérdidas totales	19,24%
Producción específica del año 1	1185,82 kWh/kW

Tabla 6.2. Resumen de los resultados obtenidos de producción anual para el proyecto de ArcelorMittal (Fuente: PVGIS)

Para la proyección de la energía producida a lo largo de la vida útil de la instalación, de nuevo se ha aplicado la tasa de degradación anual del 0,4% de los paneles solares utilizados en la instalación. Dicha estimación se recoge en la gráfica de la Figura 6.4.

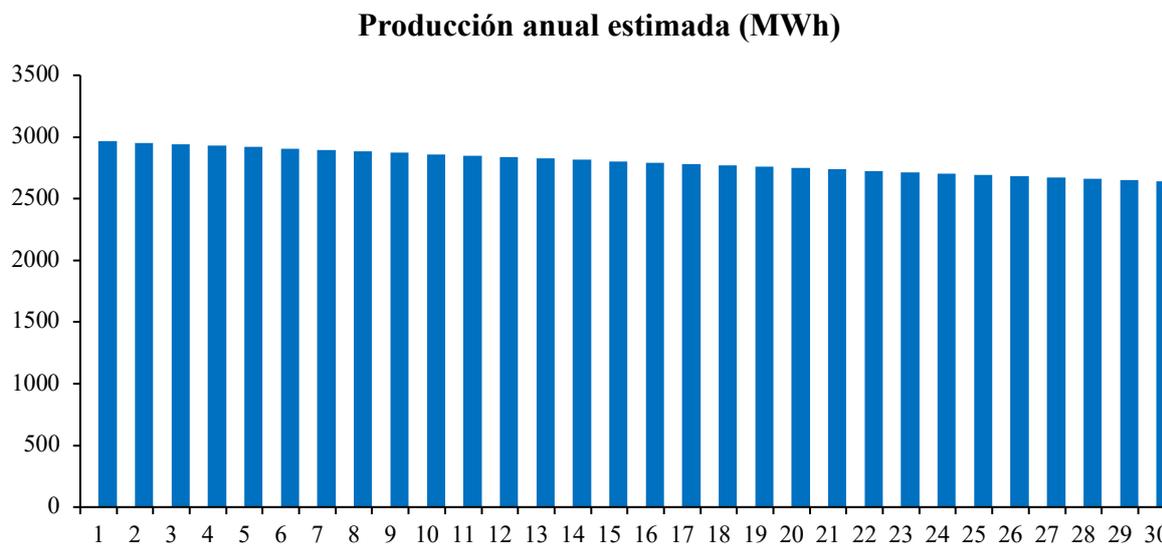


Figura 6.4. Evolución de la producción anual en MWh de la instalación de FPV en el embalse de ArcelorMittal (Fuente: Elaboración propia)

En base a los valores de CAPEX y OPEX obtenidos, así como de la estimación de la producción a lo largo de los años de vida útil considerados, es posible obtener el LCOE del proyecto de autoconsumo para el embalse de San Andrés. Aplicando la Ecuación 5.3, se obtiene un LCOE final para el proyecto de **82,26 €/MWh**.

En este caso de estudio, al tratarse de un proyecto de autoconsumo, el indicador económico que cobra especial interés es el VAN, ya que permite analizar hasta qué punto le interesaría a ArcelorMittal apostar por el proyecto. Para calcular los flujos de caja en la Ecuación 6.2, al tratarse de un proyecto de autoconsumo, se valorarán a modo de ingreso el ahorro generado por la producción de FPV respecto al precio de la electricidad que abonaría ArcelorMittal al comprar la energía en el mercado. Dicho precio se calcula tomando como referencia el precio medio de la electricidad final en la industria

electrointensiva en 2023, valorado en 93,14€/MWh (Barrero, 2024), al cual se le aplicará una tasa de inflación anual del 2% según el IPC energético.

$$VAN = -CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+r)^n}$$

Ecuación 6.2. Ecuación del VAN a aplicar

Calculando los flujos de caja como dicho ahorro, y restando el OPEX anual, con una tasa de descuento del 6,12%, al igual que en el resto de los cálculos anteriores, se obtiene un VAN de **1.264.430€**, valor que demuestra la rentabilidad del proyecto. La Figura 6.5 muestra cómo se recuperaría la inversión inicial de la instalación a lo largo de la vida útil de la planta, amortizando la instalación en el año 17 de operación. Además, el TIR del proyecto se estima en un **10,04%**, valor que proporciona una señal clara de viabilidad financiera sólida y margen de seguridad frente a incertidumbres futuras. Este margen positivo se traduce en una clara capacidad del proyecto para absorber posibles desviaciones en los ingresos, aumentos en los costes operativos o cambios en las condiciones del mercado, sin comprometer su atractivo económico.

Evolución económica del proyecto (€)

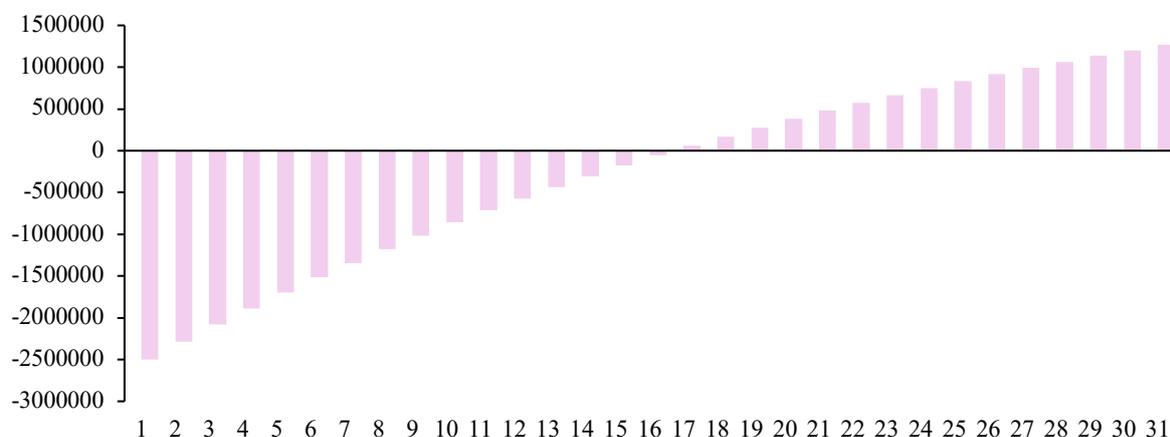


Figura 6.5. Evaluación económica del proyecto de autoconsumo de ArcelorMittal (Fuente: Elaboración propia)

Conclusiones extraídas del caso de estudio

Desde una perspectiva económica, el análisis realizado confirma que el proyecto de instalación fotovoltaica flotante en el embalse de ArcelorMittal resulta viable y rentable para la compañía. A pesar de que el CAPEX por kW instalado de FPV es mayor que en instalaciones solares convencionales, esta diferencia se justifica y compensa con otras ventajas propias de la tecnología flotante, como son la eliminación de costes asociados al uso del suelo, el aumento del rendimiento energético derivado del

efecto refrigerante del agua o la mayor eficiencia térmica de los módulos. Además, a pesar de que no se hayan cuantificado en el análisis económico expuesto previamente, existen otros beneficios indirectos que contribuyen a mejorar el balance coste-beneficio de la instalación, como por ejemplo el hecho de que la instalación de FPV contribuya a reducir la tasa de evaporación del embalse implica un ahorro adicional de recursos hídricos relevantes para los procesos industriales de la planta.

A pesar de que el grueso del despliegue de generación renovable de ArcelorMittal a gran escala se concentra actualmente fuera del continente europeo, con proyectos como en la India o Brasil, la compañía ya cuenta en Europa con una serie de proyectos pioneros que comparten muchas de las características del caso de estudio desarrollado en el embalse de San Andrés de Tacones. Estas iniciativas, centradas en la integración de tecnologías fotovoltaicas en activos industriales existentes, reflejan una estrategia coherente de aprovechamiento de espacios infrutilizados, reducción de emisiones y mejora de la huella ambiental de sus operaciones.

En Luxemburgo, ArcelorMittal ha promovido dos iniciativas particularmente relevantes. La primera, el proyecto AMCLE en Niederkorn, consiste en una instalación fotovoltaica en cubierta de 5 MW de potencia instalada que abastece íntegramente la demanda de su centro logístico (ArcelorMittal, 2021). La segunda, ubicada en Differdange, es una planta fotovoltaica flotante de 3 MW instalada sobre un antiguo estanque de enfriamiento industrial, lo que la convierte no solo en la primera FPV en el país, sino también en un ejemplo directo de integración energética en infraestructura siderúrgica con criterios de circularidad del suelo (ArcelorMittal, 2025). Ambos casos demuestran una apuesta clara de la compañía por soluciones innovadoras que permiten reducir la dependencia energética sin interferir en la operativa de las plantas productivas.

Estos proyectos demuestran que la compañía prioriza proyectos de visibilidad, innovación y replicabilidad en Europa, los cuales permiten validar tecnologías, fortalecer la narrativa de sostenibilidad y mantener el cumplimiento de objetivos corporativos vinculados a la etiqueta XCarb®. En este contexto, el caso de estudio llevado a cabo se alinea con la lógica de los proyectos europeos, representando una iniciativa experimental, tecnológicamente replicable, de bajo impacto ambiental y alto valor reputacional.

Es importante resaltar que uno de los aspectos más determinantes a la hora de evaluar la escalabilidad de este proyecto ha sido el **marco normativo específico** que regula el uso del embalse de San Andrés, clasificado como zona de especial protección ambiental. Esta categorización ha supuesto una limitación directa sobre la superficie disponible para la instalación de paneles solares, restringiendo el proyecto a un máximo del 5 % de la lámina de agua. Como consecuencia, la potencia instalada se ha visto considerablemente reducida respecto a su potencial técnico, limitando el impacto energético de la planta a una fracción marginal de la demanda eléctrica del complejo industrial.

Este condicionante normativo pone de manifiesto un aspecto clave a considerar en la extrapolación del modelo a otros contextos: la viabilidad y la rentabilidad de los proyectos de autoconsumo con fotovoltaica flotante no dependen exclusivamente de factores técnicos o económicos, sino que están profundamente condicionadas por las restricciones de uso del suelo (o del agua, en este caso), así como por las figuras de protección ambiental que puedan afectar al emplazamiento. En este sentido, la replicabilidad del proyecto en otras industrias electrointensivas requerirá una evaluación previa del entorno regulatorio, identificando cuerpos de agua cuya utilización sea compatible con la instalación de FPV y cuyos condicionantes no comprometan la escala necesaria para obtener retornos económicos sólidos.

Por otro lado, tal y como se comentó previamente, pese a que el proyecto presenta una rentabilidad económica y aporta beneficios ambientales y reputacionales relevantes, su impacto desde el punto de vista energético es muy reducido en términos absolutos. Con una potencia instalada de 2,5 MW y una producción anual estimada en torno a 2,96 GWh, la instalación cubriría menos del 1 % del consumo eléctrico total de la planta de ArcelorMittal Asturias, que se estima entre 3 y 3,2 TWh.

Esta disparidad entre la generación renovable y la demanda industrial no solo limita el potencial de ahorro económico a escala global, sino que, sobre todo, impide que la instalación pueda ejercer ningún papel real en términos de autonomía energética, capacidad de autogestión o desacoplamiento de la red eléctrica. Es importante señalar que la potencia instalada no equivale a potencia firme. Al tratarse de una tecnología dependiente de la irradiación solar, la producción efectiva varía de forma significativa tanto intra-diaria como estacionalmente. Esto implica que no se puede contar con la planta como fuente fiable o predecible de suministro eléctrico, especialmente en un entorno industrial donde la continuidad del proceso productivo es crítica y donde las oscilaciones de carga no pueden ser toleradas sin sistemas de respaldo o almacenamiento adecuados.

El caso de estudio demuestra que, si bien la instalación fotovoltaica flotante presenta una viabilidad económica clara, su contribución energética es marginal y no aporta flexibilidad ni autonomía real en un entorno industrial de alta demanda continua. Además, las limitaciones normativas, derivadas de la protección ambiental del embalse, han condicionado de forma decisiva el tamaño y el impacto del proyecto, lo que subraya la importancia de considerar el marco regulatorio en futuras aplicaciones del modelo.

Además del análisis del marco normativo vigente, es importante comentar el papel del almacenamiento de cara a la extrapolación del caso de estudio a otros proyectos de autoconsumo en industrias electrointensivas. Si bien la instalación piloto en el embalse de San Andrés de Tacones no contempla almacenamiento, fundamentalmente para contener la inversión y porque su limitada capacidad de generación se destina a autoconsumo directo, los escenarios de ampliación justificarían plenamente la integración de baterías como componente estratégico.

El almacenamiento permite resolver una de las principales limitaciones del modelo de generación evaluado: su carácter intermitente y no sincronizado con la curva de demanda industrial. En este sentido, disponer de sistemas de baterías con 1 a 4 horas de capacidad proporciona herramientas clave como el *peak shaving*, el arbitraje energético y la aportación de servicios de respaldo ante micro cortes o desequilibrios de red como el sufrido el pasado 28 de abril de 2025 (Jopson, 2025). Estos mecanismos no solo optimizan el aprovechamiento de la energía generada, sino que también aportan flexibilidad operativa, un factor crítico en industrias con procesos continuos como la siderurgia, donde la estabilidad del suministro es imprescindible.

Desde el punto de vista económico, aunque la integración de baterías supone un incremento del LCOE, este sobrecoste se ve compensado por nuevas fuentes de ingreso y ahorro, provenientes de los servicios de *peak shaving* o participación en mercados de capacidad. A pesar de que el coste nivelado del almacenamiento, LCOS, para proyectos de almacenamiento de pequeña escala orientados al consumidor se sitúe entre 311 y 432 €/MWh (correspondiente a la horquilla de *Community & Industrial Standalone* incluida en la Figura 6.6), se espera que este valor descienda en los próximos años gracias a la maduración tecnológica y las economías de escala (Lazard, 2024).

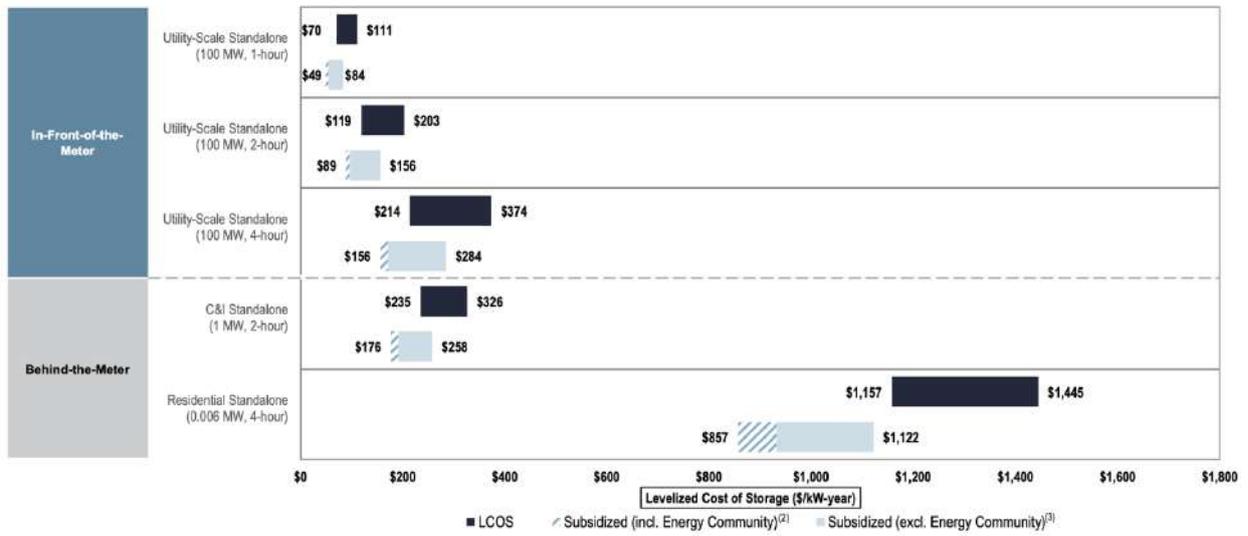


Figura 6.6. Comparación del LCOS (\$/kw anual) (Fuente: LAZARD, 2024)

7. Aplicación de la energía fotovoltaica flotante en balsas de riego

Las balsas de riego se definen como una “obra hidráulica consistente en una estructura artificial destinada al almacenamiento de agua situada fuera de un cauce y delimitada, total o parcialmente, por un dique de retención” (Ortega, 2018). Este recurso superficial se diferencia principalmente de las presas en el tipo de abastecimiento del agua ya que, a diferencia de las presas, el agua que alimenta las balsas de riego suele ser controlada, generalmente por bombeo o derivación desde el cauce de un río. En la actualidad, se estima que existen en España en torno a 70.000 balsas de riego, ubicándose la mayor parte de estas infraestructuras en el sur de España (Ministerio para la transformación ecológica y reto demográfico, 2024).

La implementación de paneles fotovoltaicos flotantes en balsas de riego se posiciona como una de las grandes aplicaciones de cara a la penetración de la tecnología en el panorama nacional ya que, en la actualidad, la mayoría de estos recursos representan un espacio infrautilizado para sus propietarios. En 2018, la capacidad instalada en España de FPV en balsas de riego rondaba los 1,5 MW (Sivortex Sistemas Integrals, 2024), capacidad que ha ido aumentando progresivamente con proyectos como el de la comunidad de regantes de Agost (emin energy, 2021) o el de Lalueza, en Aragón (Molina, PV Magazine, 2019). En la Figura 7.1 se puede observar la instalación llevada a cabo para la comunidad de regantes Sindicato de Riegos de Cuevas del Almanzora, en Almería, la cual abastece a 150 regantes y unas 800 hectáreas de cultivos (Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 2024).



Figura 7.1. Instalación de fotovoltaica flotante en la balsa de Abellán (Fuente: Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación)

Para analizar el potencial técnico de la aplicación, aplicando a las 70.000 balsas de riego estimadas en España en la actualidad los límites de ocupación (5-15 %) fijados por el RD 662/2024 y la densidad de 0,8 -1 MW/ha recomendada por el Banco Mundial, se obtendría un potencial nacional de FPV en balsas de riego que oscilaría entre los 0,3 y 4,2 GW de potencia. Esta cifra supone hasta un 17 % de la potencia fotovoltaica ya instalada (25 GW en 2024) y bastaría para cubrir la práctica totalidad del consumo

eléctrico de riego presurizado del país, siempre que se superen las barreras de fragmentación y acceso a red.

En cuanto a los beneficios que presenta la instalación de paneles fotovoltaicos flotantes en balsas de riego, la principal ventaja que aporta la instalación de FPV en balsas de riego es la **reducción de pérdidas hídricas**. En España, se estima que aproximadamente el 80% de la demanda de agua en el país se destina a agricultura y ganadería, llevándose la mayor parte de este consumo las plantaciones de regadío (Caballero, 2024). Además, el consumo de agua para riego presenta notables diferencias regionales, siendo significativamente mayor en las zonas del sur, debido a su clima más árido y la escasez de precipitaciones. Esta elevada demanda hídrica en el sur hace que la pérdida de agua asociadas a la evaporación en balsas de riego sea un problema aún más relevante. La implementación de sistemas de energía fotovoltaica flotante en estas balsas no solo permite generar energía renovable, sino que también reduce la evaporación del agua hasta en un 80% (El periódico de la energía, 2023).

En segundo lugar, el hecho de que las balsas de riego sean infraestructuras artificiales diseñadas y ubicadas estratégicamente según las necesidades agrícolas ofrece una ventaja significativa para la implementación de FPV, ya que **proximidad entre la generación y el consumo** de energía permite minimizar las pérdidas asociadas al transporte eléctrico y simplifica la infraestructura necesaria para el autoconsumo. Además, la coincidencia temporal entre la generación solar y los picos de demanda energética en el riego agrícola, que suelen ocurrir durante las horas de mayor radiación solar, facilita un autoconsumo casi total, por lo que este tipo de instalaciones podrían operar sin necesidad de sistemas de almacenamiento. Este elevado grado de acoplamiento temporal permite reducir la dependencia de la red eléctrica, así como mitigar los efectos de la volatilidad de los precios de la energía en el sector de la agricultura.

Finalmente, además de reducir la tasa de evaporación en las balsas, la instalación de paneles fotovoltaicos flotantes en este tipo de infraestructuras consigue reducir significativamente el crecimiento de algas y bacterias en las aguas. Esta **menor proliferación de algas y bacterias**, además de mejorar considerablemente la calidad de las aguas, tiene un impacto directo positivo en los costes de tratamiento de las aguas, los cuales disminuyen considerablemente (H2OLOCK, 2025).

Por otro lado, analizando las principales barreras que pueden presentarse a la hora de implantar FPV en balsas de riego, uno de los principales inconvenientes existentes a en la actualidad sería la **falta de un criterio estatal común** a la hora de apostar por la tecnología. A pesar de que desde julio de 2024 el RD 662/2024 establece marcos jurídicos en cuanto a la instalación de FPV en embalses de dominio público hidráulico, existen diferencias importantes entre comunidades autónomas a la hora de interpretar y poner en práctica la normativa. Algunas regiones como Aragón han iniciado trámites para restringir o incluso prohibir este tipo de instalaciones alegando impactos paisajísticos y ecológicos (Ceca, 2024), mientras que en otras regiones de España como Murcia o Andalucía se ha promovido el desarrollo de FPV mediante líneas de subvención específicas, como demuestra la ayuda concedida en 2024 al proyecto sobre la Balsa de la Trinchera en la Región de Murcia (Consejería de Agua, Agricultura, Ganadería y Pesca, 2024).

Además, el otro gran desafío a la hora de aplicar la FPV en balsas agrícolas sería la **falta generalizada de clasificación oficial**. Según datos del MITECO, de las más de 70 000 balsas estimadas en España, la amplia mayoría no cuenta con una clasificación oficial ni supervisión estructural regular. A este aspecto habría que sumar que, a pesar de que diversos expertos en ingeniería hidráulica advierten de la

necesidad de contar con estudios geotécnicos actualizados, actualmente no existe un registro público que permita cuantificar cuántas balsas carecen de esta documentación.

7.1. Determinación del emplazamiento óptimo para un proyecto de FPV sobre una balsa de riego en España

Con el objetivo de desarrollar un proyecto piloto que evidencie los beneficios y sinergias de la instalación de sistemas de fotovoltaica flotante sobre balsas de riego, en primer lugar, resulta esencial identificar la ubicación óptima para su implantación dentro del territorio español. Para ello, se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo basado en cinco variables clave:

- Recurso solar disponible
- Déficit de agua en la zona
- Intensidad agrícola de cada territorio
- Densidad y tamaño de las balsas de riego existentes
- Grado de penetración actual de instalaciones FPV en la zona

Estos cinco criterios se han cruzado con cinco grandes zonas agrícolas dentro de España:

- Región de Murcia
- Andalucía oriental, principalmente Almería
- Andalucía occidental, principalmente Huelva
- Extremadura, principalmente Badajoz
- Zona oriental de Castilla – La Mancha

La elección de estas cinco regiones, dejando a un lado todo el norte de España, se debe a su significativa concentración de la superficie regada del país y su elevada actividad agrícola, siendo en la mayoría de estos territorios el motor económico de la región.

En primer lugar, para analizar el **recurso solar disponible** en cada una de las regiones, se evaluará la irradiación global horizontal (GHI) media anual en cada zona, medida en kWh/m² anuales. La Tabla 7.1 recoge el dato de cada una de las regiones analizadas. En ella se puede observar que los valores son bastante similares en cada uno de los puntos seleccionados en cada una de las cinco regiones, pudiendo concluir que el recurso solar disponible no será un factor determinante en la elección del emplazamiento

Región	GHI (kWh/m ² anuales)
Murcia (Ubicación exacta: Cartagena)	1795,3
Andalucía oriental (Ubicación exacta: El Ejido)	1855,5
Andalucía occidental (Ubicación exacta: Moguer)	1861,1
Extremadura (Ubicación exacta: Don Benito)	1803,5
Castilla – La Mancha (Ubicación exacta: Villarrobledo)	1801,6

Tabla 7.1. Irradiancia en cada zona (Fuente: Atlas solar mundial)

En segundo lugar, para analizar el posible **déficit de agua** en cada zona se considerarán dos indicadores. Por un lado, se analizará el estrés hídrico del territorio, entendiéndolo como la *condición en la que la demanda de agua excede la cantidad disponible durante un período determinado o cuando la mala calidad restringe su uso* (Zarza, 2025). Un buen indicador de estrés hídrico es el *Water Exploitation Index Plus* (WEI+), el cual evalúa el consumo neto del agua en el territorio (véase Ecuación 7.1) (Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General del Agua, 2020).

$$WEI+ = \frac{\text{Extracciones} - \text{Retornos}}{\text{Recursos hídricos renovables}}$$

Ecuación 7.1. Fórmula del Water Exploitation Index Plus (Fuente: Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General del Agua)

En la Tabla 7.2 se recogen los valores de WEI+ para las diferentes zonas analizadas, obtenidos del plan DSEAR llevado a cabo por el MITECO (Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General del Agua, 2020). En ella, se puede apreciar que, exceptuando la zona de Andalucía occidental, todos los demás territorios entran en situación de estrés hídrico (WEI+ > 20%). Las zonas más tensionadas serían Castilla – La Mancha y Murcia, con un nivel de presión hídrica muy elevado. Estos dos territorios serían los más beneficiados de cualquier tipo de ahorro de agua.

Región	WEI+ anual
Murcia (Cuenca del Segura)	77,9%
Andalucía oriental (Cuencas mediterráneas andaluzas)	25,6%
Andalucía occidental (Tinto, Odiel y Piedras)	16,6%
Extremadura (Cuenca del Guadiana)	35,8%
Castilla – La Mancha (Alta Júcar)	51%

Tabla 7.2. Índices de explotación hidrológica por territorios (Fuente: Plan DSEAR, 2020)

Por otro lado, otro parámetro relevante a la hora de analizar el déficit hídrico sería la tasa de evaporación en cada uno de los territorios. Para ello, se ha analizado la Evapotranspiración potencial (ET_o) media anual en cada uno de los territorios. La Figura 7.2 recoge los resultados obtenidos por la AEMET entre los años 1996 y 2016 (AEMET, 2018). En el mapa se puede apreciar que las cinco regiones evaluadas presentan valores elevados de demanda evaporativa, con valores entre los 1.100 y 1.300 mm/año.

Combinando ambos indicadores, las zonas más demandantes de soluciones que permitan optimizar el agua disponible serían la zona de Castilla – La Mancha oriental y la Región de Murcia. Sus condiciones de alto estrés hídrico y elevada demanda evaporativa (ET_o) refuerzan la prioridad de aplicar soluciones como la FPV en dichas áreas para maximizar el ahorro de agua y mitigar los desafíos agronómicos y económicos asociados.

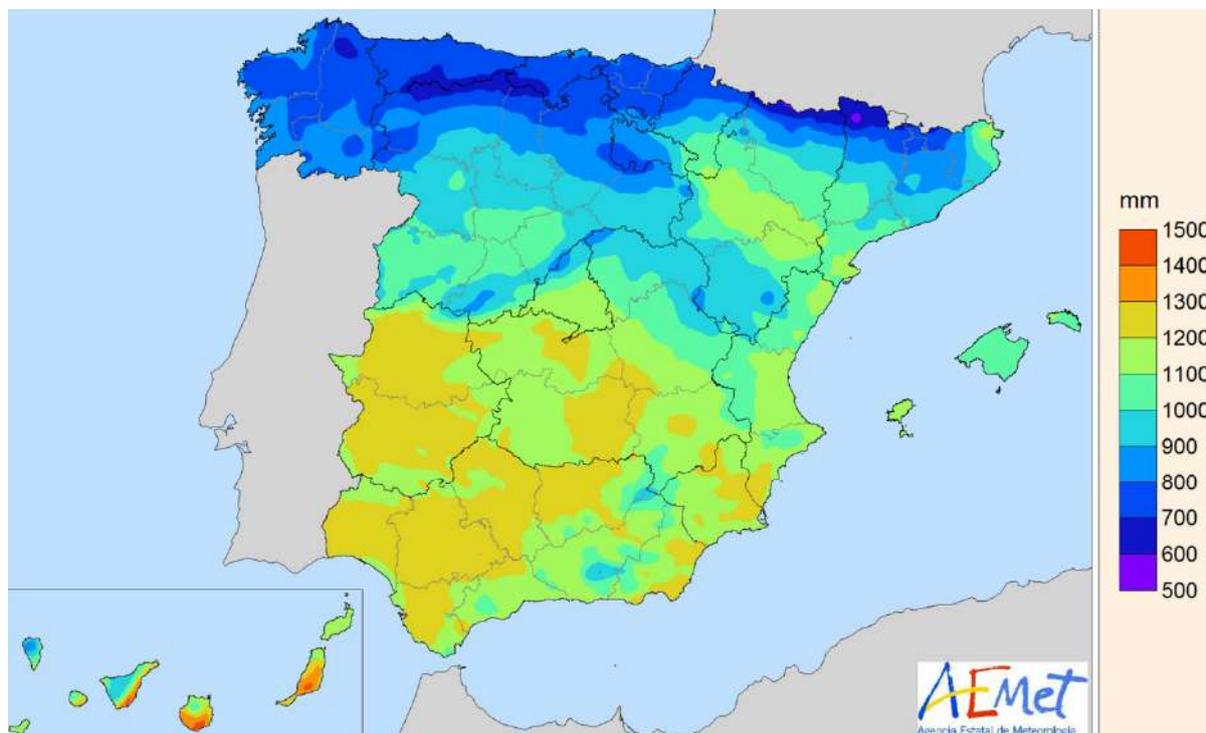


Figura 7.2. Evapotranspiración potencial (ETo) acumulada media anual a lo largo de 20 años (Fuente: AEMET)

En tercer lugar, la **intensidad agrícola del territorio** juega un papel fundamental a la hora de determinar la ubicación óptima ya que, como se comentó previamente, cuanto mayor sea la relevancia de la agricultura en la zona en la que se lleve a cabo el proyecto, mayor impacto positivo tendrá en términos económicos para la región. Para evaluar la intensidad agrícola se estudiarán de nuevo dos indicadores clave: Superficie destinada a regadío y tipos de cultivos en la zona. Un mayor porcentaje de terreno agrícola bajo regadío indica una mayor demanda hídrica y, por tanto, una mayor vulnerabilidad frente a la evaporación y al estrés hídrico, factores que la FPV puede mitigar eficazmente al reducir las pérdidas de agua en las balsas. Además, el tipo de cultivo influye directamente en el volumen y la estacionalidad del riego, lo que permite identificar aquellas zonas donde el ahorro de agua generado por la FPV tendría un mayor impacto económico.

La Tabla 7.3 recoge los datos de superficie destinada a regadío en las diferentes zonas evaluadas del año 2023 (Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación (ESYRCE), 2024), revelando diferencias significativas que pueden influir en la priorización de la implantación del proyecto de fotovoltaica flotante. Castilla-La Mancha destaca con 593.320 hectáreas regadas, representando un 15,98% del regadío nacional, aunque esta superficie supone únicamente el 16,13% de su superficie agrícola total. En contraposición, la Región de Murcia, con una superficie de regadío mucho menor, presenta el porcentaje más elevado de superficie agrícola bajo riego (38,14%), reflejando una fuerte dependencia del regadío intensivo. Esta alta proporción sitúa a Murcia como una candidata especialmente sensible al ahorro hídrico que puede proporcionar la FPV

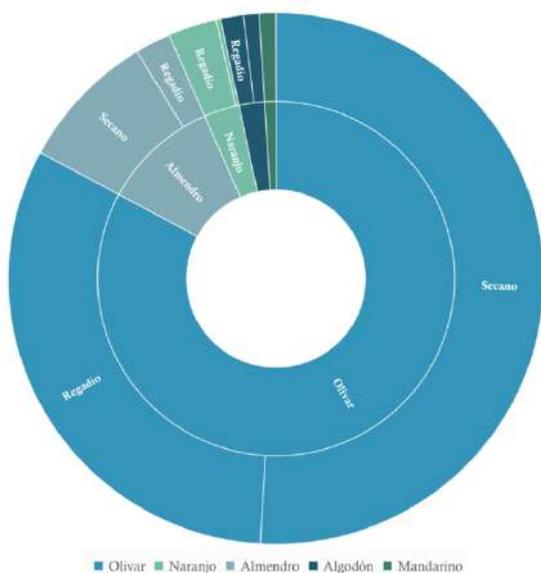
Comunidad Autónoma	Superficie de regadío (ha)	% del regadío total nacional	% de la superficie agrícola total de la CC.AA.
Andalucía	1.057.191	28,47%	29,95%
Murcia	177.916	4,79%	38,14%
Extremadura	256.877	6,92%	25,65%
Castilla – La Mancha	593.320	15,98%	16,13%

Tabla 7.3. Superficie destinada a agricultura de regadío de las diferentes CC.AA evaluadas (Fuente: ESYRCE)

En cuanto a los tipos de cultivos predominantes en cada zona, la Figura 7.3 analiza los cultivos presentes en cada comunidad autónoma, aportando información clave para evaluar el impacto potencial del ahorro hídrico derivado de la implantación FPV. En la Región de Murcia, destacan cultivos intensivos en consumo de agua como el limonero, el melocotonero y el almendro, todos ellos altamente dependientes del riego constante y de calidad, lo que convierte a esta región en una de las más susceptibles de beneficiarse de medidas orientadas a la eficiencia hídrica. De forma similar, en Castilla-La Mancha, aunque parte de la superficie agrícola está dedicada a cultivos extensivos como los cereales, también se observa una presencia significativa de olivar, viñedo y frutos secos como el pistacho, cuyo desarrollo en regadío resulta más eficiente pero también sensible a la disponibilidad de agua. En contraste, en Andalucía y Extremadura predominan cultivos como el olivar, viñedo y arroz, donde si bien el consumo hídrico también es considerable (especialmente en el caso del arroz en Extremadura), existe una mayor proporción de superficie de secano.

Tras analizar la superficie destinada a regadío y del tipo de cultivos predominantes en cada territorio, la Región de Murcia se posiciona como el territorio más favorable para la instalación del proyecto de fotovoltaica flotante, buscando sinergias entre intensidad agrícola y beneficio asociado a la reducción de pérdidas de agua por evaporación. Aunque su superficie regada total representa solo un 4,79% del regadío nacional, este dato cobra especial relevancia al contextualizarlo dentro de su estructura agraria, donde el 38,14% de la superficie agrícola está destinada al regadío, el porcentaje más alto entre las comunidades analizadas. Esta fuerte dependencia del riego se traduce en una mayor vulnerabilidad frente a la escasez hídrica, especialmente en un entorno con alta evapotranspiración potencial (ET_o). A ello se suma el perfil de cultivos predominantes en la región, entre los que destacan especies de elevada demanda hídrica el olivar, el almendro o el limonero.

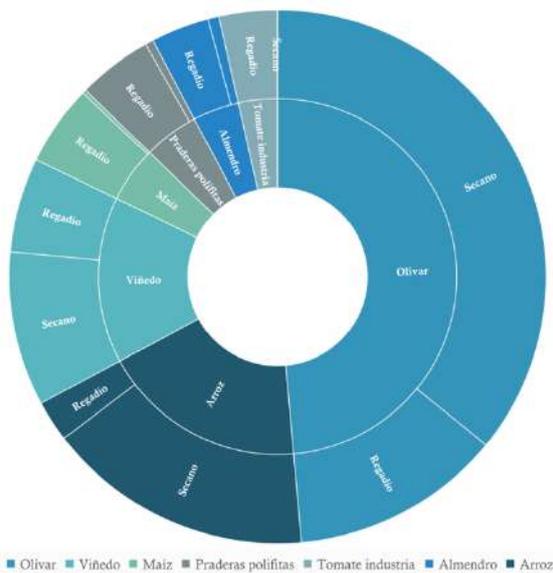
Andalucía



Castilla – La Mancha



Extremadura



Región de Murcia



Figura 7.3. Principales tipos de cultivos en las CC.AA a evaluar (Fuente: ESYRCE)

En cuarto lugar, es indispensable estudiar el **número de balsas de riego disponibles**, de cara a analizar el grado de facilidad a la hora de encontrar una balsa de riego disponible y óptima para llevar a cabo el proyecto. En base a la información recogida en un informe del XXXIX Congreso Nacional de Riegos

de Úbeda (Sánchez-Romero, 2023), la Tabla 7.4 recoge el número estimado de balsas de riego en las zonas analizadas³.

Región	Nº de balsas
Murcia	6851
Andalucía oriental (Provincia de Huelva)	1158
Andalucía occidental (Provincia de Almería)	1711
Extremadura	867
Castilla – La Mancha (Provincia de Albacete)	864

Tabla 7.4. Estimación del número de balsas de riego en cada región a analizar (Fuente: Consideraciones sobre la necesidad de la existencia de un inventario de balsas a nivel nacional)

El número de balsas de riego disponibles en cada territorio vuelve a posicionar a la Región de Murcia como una gran opción a la hora de llevar a cabo un proyecto de FPV en una balsa de riego, ya que es, con mucha diferencia, la región con mayor número de este tipo de infraestructuras hídricas.

Finalmente, resulta relevante analizar el grado de **penetración de instalaciones de FPV** sobre balsas de riego en cada zona. Este último factor presenta una doble lectura. Por un lado, la limitada presencia de este tipo de proyectos puede interpretarse como un indicador de barreras estructurales o institucionales, como la dificultad para acceder a financiación específica o complejidad a la hora de llevar a cabo los trámites administrativos y de concesión de permisos. Sin embargo, este escenario también ofrece una oportunidad única: la posibilidad de liderar una transformación tecnológica y marcar un precedente positivo en la región. Ser uno de los primeros proyectos de FPV sobre balsas de riego permitiría demostrar la viabilidad técnica, económica y ambiental de esta solución, generando conocimiento replicable y contribuyendo a reducir el riesgo percibido por futuros promotores o administraciones. En este sentido, la iniciativa adquiriría un valor estratégico más allá de su impacto energético o hídrico inmediato, posicionándose como catalizador de nuevas políticas de sostenibilidad y modernización del regadío en contextos de elevada presión sobre los recursos hídricos.

En este sentido, a continuación se recoge el número de instalaciones de FPV en balsas de riego encontradas en las diferentes zonas evaluadas, especificando la capacidad instalada en cada uno de los proyectos:

1. Región de Murcia: 3 proyectos

- Balsa de Huerto Chico (Lorca): 90 kW
- Balsa de la Trinchera (Torre-Pacheco): 1,3 MW
- Embalse agrícola Los Martínez del Puerto (Murcia capital): 0,93 MW

³ Es importante destacar que se trata de una estimación para láminas de agua con una superficie mayor de 1000 m². El número de balsas se obtiene aplicando un porcentaje de error al número calculado por el Instituto Geográfico Nacional (IGN) a través de fotointerpretación. Dicho porcentaje de error se extrae del caso completo de la provincia de Alicante expuesto en el informe.

2. Andalucía oriental (Zona de Almería y Jaén): 3 proyectos
 - Balsa de Abellán (Almería): 0,4 MW
 - Balsa Cortijo Guadiana (Úbeda, Jaén): 1 MW
 - Huércal-Overa (Almería): 27,5 kW

3. Andalucía occidental (Zona de Huelva): 3 proyectos
 - Balsa Dehesa de las Yeguas (Cartaya): 1,6 MW
 - Proyecto comunidad de regantes Sur-Andévalo:
 - Comunidad de regantes Chanza-Piedras (Cartaya): 0,4 MW

4. Extremadura (Zona de la cuenta del Guadiana): un único proyecto en el Canal del Zújar de 3,7 MW

5. Castilla – La Mancha (Zona alta del Júcar y Albacete): un único proyecto de 1,56 MW en la balsa de Balazote – La Herrera, Albacete.

En base a los proyectos encontrados, desde el punto de vista de la competencia actual en instalaciones de fotovoltaica flotante sobre balsas de riego, la Región de Murcia y Andalucía oriental se consolida como la zona más activa y desarrollada del país, con diversos proyectos en funcionamiento que abarcan diferentes escalas. Esta concentración convierte a la zona en un entorno tecnológicamente maduro, con comunidades de regantes familiarizadas con el modelo FPV, proveedores locales operativos y menor incertidumbre administrativa. No obstante, este grado de desarrollo implica también una mayor competencia de mercado y una hipotética saturación a largo plazo. Por el contrario, regiones como Castilla-La Mancha presentan una situación opuesta: con solo un proyecto de referencia ofrece un mayor margen de entrada y diferenciación, aunque con el reto de abrir camino técnico y regulatorio.

Como conclusión, Murcia se mantiene como una gran ubicación para implementar un proyecto si se priorizan aspectos como la visibilidad o la reducción del riesgo tecnológico. En cambio, si se busca posicionamiento pionero y liderazgo regional en un mercado en formación, Castilla-La Mancha o el norte de Extremadura podrían ofrecer una mejor ventana estratégica.

Tras un análisis multidimensional de las cinco variables, la **Región de Murcia** se posiciona como la opción más lógica y ventajosa para la implantación de un proyecto piloto de fotovoltaica flotante sobre balsas de riego. En primer lugar, presenta uno de los mayores niveles de irradiación solar de la península (en torno a 1.800 kWh/m² anuales), lo que maximiza la eficiencia energética de la instalación. A nivel hídrico, la cuenca del Segura registra un índice WEI+ del 77,9 %, lo que la ubica en una situación de estrés severo, y combinándose dicho factor con una de las mayores tasas de evapotranspiración potencial del país (hasta 1.300 mm/año), hace que cada metro cúbico de agua ahorrado por reducción de evaporación tenga un valor agronómico y económico especialmente alto. La región destaca por su elevada especialización en cultivos intensivos de alta demanda hídrica, y por contar con el parque más amplio de balsas de riego a nivel nacional, lo que proporciona un entorno ideal para la implantación técnica de sistemas flotantes. Finalmente, la existencia de varios proyectos ya ejecutados o en desarrollo evidencia una creciente madurez del mercado local, lo que facilita tanto la viabilidad del proyecto como su escalabilidad futura. Por todo ello, la Región de Murcia representa la convergencia óptima entre necesidad, potencial técnico y retorno tangible, configurándose como la ubicación más adecuada para maximizar el impacto del modelo FPV en el contexto agrícola español.

7.2. Caso de estudio: instalación de FPV en la balsa de Los Floríos, Murcia

Tras analizar diferentes balsas de riego en la región de Murcia, finalmente se ha optado por la balsa de **Los Floríos** como emplazamiento del proyecto. Dicha infraestructura se proyecta como parte clave dentro del “*Proyecto de Consolidación de la Zona Regable con la Mejora del Aprovechamiento y Gestión de los Recursos de Aguas No Convencionales para la Comunidad de Regantes Trasvase Tajo-Segura de Totana (Murcia)*”. El proyecto se encuentra aún en fase de desarrollo, y se espera que se finalice en marzo de 2026 (Ayuntamiento de Totana, 2025). Para entonces, la balsa de riego Los Floríos estará ubicada en el término municipal de Totana (Murcia), siendo un recurso hídrico de cabecera para el nuevo sistema de riego presurizado de la zona.

La balsa contará con un volumen útil aproximado de 430.500.000 m³ y una lámina de agua con una superficie aproximada de 72.000 m², tal y como se puede apreciar en la Figura 7.4, extraída de la Estudio de Impacto Ambiental del proyecto completo (Mulet, 2023).

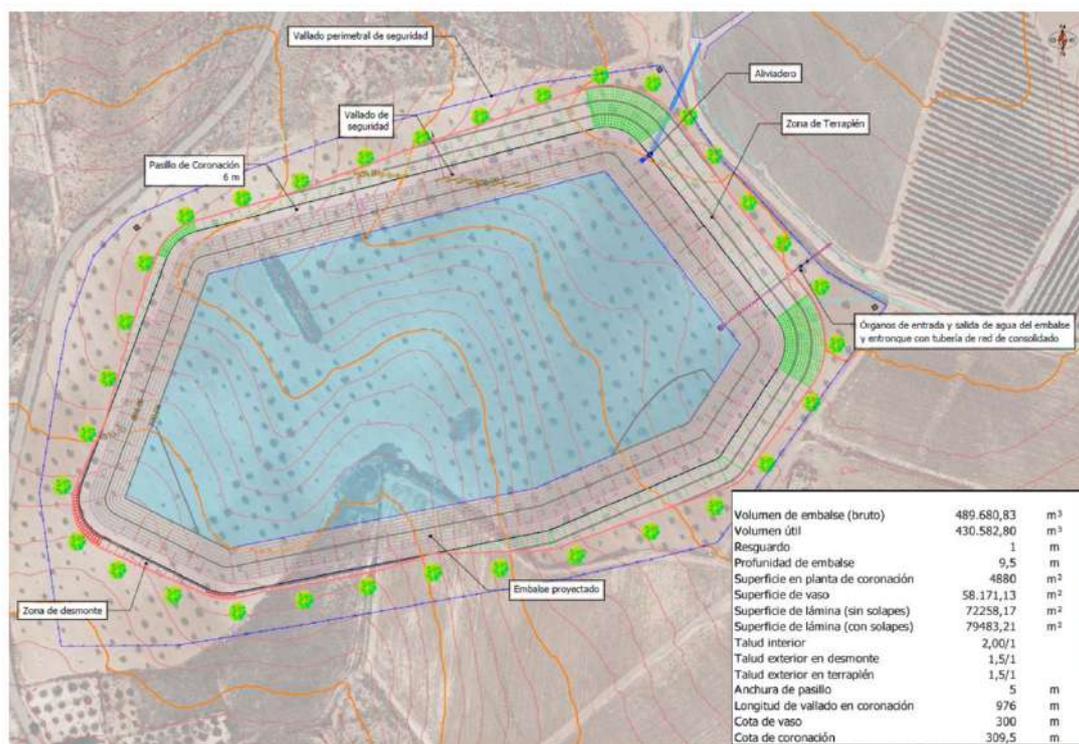


Figura 7.4. Plano de implantación y características técnicas del embalse proyectado Los Floríos (Fuente: EIA del proyecto)

Cabe señalar que, según la documentación técnica del proyecto, la balsa está diseñada para incorporar una cubierta flotante de lámina de polietileno con el objetivo de minimizar la evaporación y preservar la calidad del agua, evitando la proliferación de algas (Mulet, 2023). Esta solución constructiva resultaría incompatible con la instalación de sistemas de fotovoltaica flotante, ya que impediría tanto el anclaje como la flotación segura de los módulos sobre la lámina impermeabilizante. Por ello, en el presente estudio se trabajará con la alternativa viable de la sustitución parcial o total de dicha cubierta por una instalación de FPV, la cual permitiría obtener beneficios ambientales similares.

Determinación de la capacidad instalada

A la hora de determinar la capacidad instalada en el proyecto de Los Floríos, se contemplan dos líneas estratégicas diferenciadas. Por un lado, se puede dimensionar una instalación con el objetivo de maximizar la lámina de agua disponible, y por otro lado, se puede dimensionar la instalación en base al consumo estimado de la comunidad de regantes, con el objetivo de autoabastecer a la comunidad.

En primer lugar, buscando la **maximización de la lámina de agua** de la balsa de riego, se partiría del dato de los 72.000 m² de superficie útil para el dimensionamiento de la instalación. A pesar de que la balsa no se encuentra en dominio público hidráulico, al estar ubicada en parcelas de titularidad de la propia comunidad de regantes (Mulet, 2023), se optaría por aplicar igualmente los marcos regulatorios establecidos en el Real Decreto 662/2024, donde se define la ocupación de superficie en cuerpos de agua públicos en un rango de entre el 5 % y el 15 % de la superficie total disponible, con el fin de preservar la calidad del agua. Además, este criterio de dimensionamiento basado en la normativa serviría como base técnica reconocida para dialogar con administraciones públicas en futuras fases del proyecto.

Aplicando estos límites al área disponible en la balsa de Los Floríos, el margen de superficie ocupable por FPV variaría entre los 3.600 y 10.800 m². En base a la relación de 1 MW de potencia por hectárea ocupada, aplicada en casos de estudio previos, se obtendría como referencia de diseño una potencia de **1 MW**. Dicho valor estaría dentro del rango técnico y normativo definido, al tiempo que maximizaría el aprovechamiento energético del espejo de agua sin comprometer su funcionalidad hidráulica ni su viabilidad estructural.

Este enfoque generaría una producción estimada de entre 1,8 y 2 GWh anuales, una cifra muy superior al consumo eléctrico directamente asociado a la red de riego, por lo que la mayor parte de la energía generada debería verterse a red o comercializarse como productor independiente, asumiendo para ello los trámites y exigencias regulatorias propias del mercado eléctrico.

La segunda opción consistiría en dimensionar la planta con el objetivo de **abastecer exclusivamente los consumos eléctricos comunitarios**⁴ del sistema hidráulico, es decir, aquellos derivados de la operación de las estaciones de bombeo, válvulas motorizadas, sistemas de telecontrol, sensores de calidad del agua y otros equipos gestionados directamente por la Comunidad de Regantes del Trasvase Tajo-Segura de Totana. De acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental, estos consumos alcanzan un valor aproximado de 109.000 kWh anuales, lo que permite cubrirlos prácticamente en su totalidad mediante una planta fotovoltaica de **100 kW** de potencia instalada, sin necesidad de baterías ni vertidos significativos a red, al coincidir la demanda con las horas centrales del día durante las campañas de riego (Mulet, 2023).

Finalmente, se opta por dimensionar la instalación en función del consumo eléctrico de la infraestructura común de riego, ya que de esta forma se minimiza la inversión inicial necesaria, además de reducirse los riesgos asociados a la venta de electricidad en el mercado eléctrico.

⁴ No se considera dentro del autoconsumo el suministro a los regantes individuales (3.081 usuarios de la comunidad) ya que, conforme al Real Decreto 244/2019, para acogerse a un modelo de autoconsumo colectivo, todos los puntos de consumo deben encontrarse en un radio máximo de 2 kilómetros respecto al punto de generación y compartir el mismo nivel de tensión eléctrica. Los consumidores se extienden por más de 3.600 hectáreas y se alimentan desde diferentes centros de transformación, por lo que no se pueden incluir dentro del consumo abastecido con la instalación fotovoltaica flotante.

Estimación del LCOE del proyecto de FPV

Para obtener el LCOE del proyecto, al igual que en casos de estudio anteriores, se deben de estimar los gastos del proyecto, tanto CAPEX como OPEX.

En primer lugar, manteniendo el modelo de paneles solares seleccionado para todos los casos de estudio llevados a cabo, en la Ecuación 7.2 se obtiene el número de paneles *605-630W N-Type 66 Half Cell Bifacial Module With Dual Glass* necesarios. Utilizando de nuevo un factor de sobredimensionamiento del 10% respecto al inversor, y aplicando el coste promedio estimado de 0,15€/W de potencia, se obtiene un coste de inversión asociado a la compra de los paneles solares **15.000 €**.

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{100.000 \text{ W}}{625 \text{ W/panel}} \times 1,1 = 176 \text{ paneles}$$

Ecuación 7.2. Cálculo del número de paneles necesarios en Los Florios

En este caso, se ha optado por el uso de un único inversor string. Se ha seleccionado el modelo **SUN2000-100KTL-H1** de 100 kW de potencia nominal, el cual cuenta con 6 MPPT, operando entre los 600 y 1.500 V por cada una de ellas. Organizando los 176 paneles en 8 strings de 22 módulos en serie, se buscaría una distribución equilibrada y eficiente, tratando de garantizar una producción optimizada en la instalación. En base a otros proyectos similares, el uso de inversores en string disminuye los costes respecto al inversor central, estimando su coste en unos 0,07€/W de potencia instalada. Así pues, se obtendrían unos costes asociados a la compra de todo el sistema del inversor de **7.000€**.

Para los sistemas de flotación y amarre, en este caso se optará por la implementación del sistema de flotación y anclaje **Isifloating**, desarrollado por la empresa española Isigener (Isigener, 2025). Se trata de una empresa referente nacional e internacional en el diseño y fabricación de soluciones para energía solar flotante, con una trayectoria consolidada desde 2008 y sede en Beneixama (Alicante), lo que garantiza una mayor cercanía logística, facilidad de comunicación y alineación con normativas locales (Molina, Pilar Sánchez, 2020). Además, esta tecnología ha sido aplicada con éxito en diversos proyectos similares en España como las instalaciones en Cartaya (Huelva) (Molina, Energía solar flotante para bombeo de agua, 2022), demostrando su adaptabilidad a embalses agrícolas.

En base al proyecto de Cartaya, se emplearían aproximadamente 2 flotadores por panel. Asumiendo un coste unitario de 45€ por flotador, se emplearían 15.840€ en la compra de los flotadores necesarios. Aplicando un criterio similar al caso de estudio anterior, en el que los flotadores suponían aproximadamente un 60% de los costes del sistema de flotación y amarre de la instalación, el presupuesto total teniendo en cuenta el sistema de amarre en la balsa rondaría los **26.400€**.

Por último, asumiendo que los costes considerados hasta este punto suponen el 90% de los costes totales asociados a la obtención de equipos, el coste total asociado a la compra de materias primas, considerando también equipos de monitorización, parte del cableado, etc., sería de unos **54.000 €**.

Aplicando la estimación de costes seguida en todos los casos de estudio, que de nuevo se recoge en la Tabla 7.5, el CAPEX total del proyecto ascendería a **120.000€**

Partida presupuestaria	Porcentaje de costes de inversión	Total
Materia prima	45%	54.000€
Transporte y logística	10%	12.000€
Instalación y mano de obra	35%	42.000€
Otros (permisos, O&M, ...)	10%	12.000€

Tabla 7.5. Desglose del CAPEX del proyecto de Los Floríos

Finalmente, para estimar los costes asociados a operación y mantenimiento en la instalación de los Floríos, se seguirá asumiendo al igual que en los casos de estudio previos un 2% del CAPEX del proyecto, obteniéndose un OPEX anual de **2.400€**.

Para calcular la producción anual estimada de la instalación se volverá a emplear PVGIS. La Tabla 7.6 recoge los resultados principales que proyecta la herramienta para una planta de 100 kW en las coordenadas del embalse de Los Floríos. De nuevo, se ha introducido como parámetro un porcentaje de pérdidas del 12%, inferior al 14% medio, para reflejar la mejora en términos de eficiencia que presentan las instalaciones fotovoltaica flotantes, ya que la herramienta no hace distinción entre instalaciones flotantes o convencionales. Además, en la Figura 7.5 se estima el perfil de generación mensual de la instalación.

Producción anual (MWh)	172,13
Irradiación anual (kWh/m²)	2173,48
Variación interanual (MWh)	5,2
Pérdidas totales	20,8%
Producción específica del año 1	1721,34 kWh/kW

Tabla 7.6. Resultados principales obtenidos de la producción anual (Fuente: PVGIS)

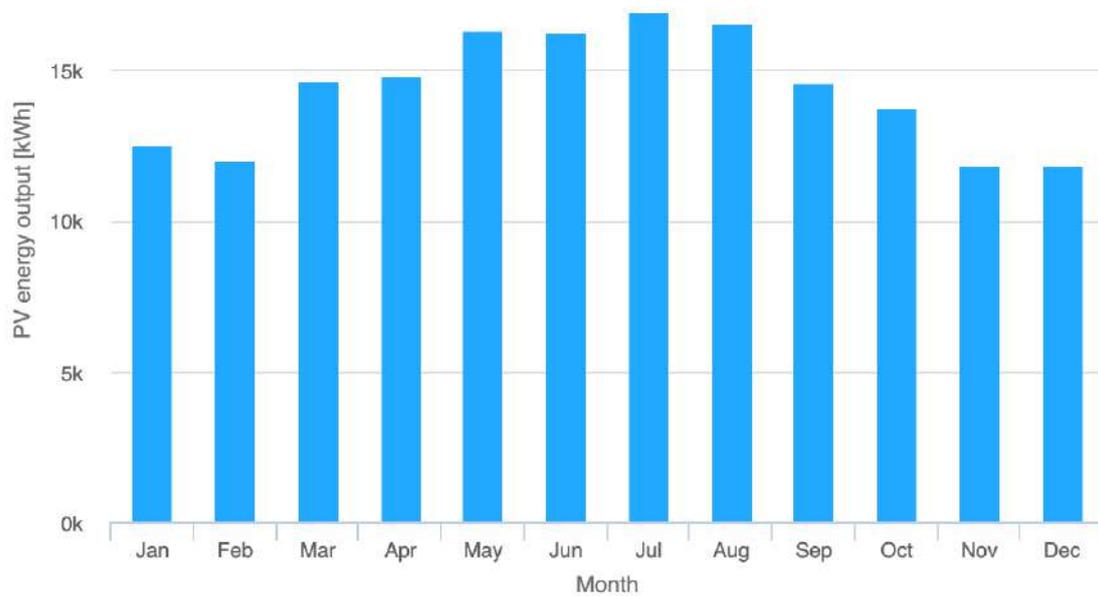


Figura 7.5. Producción mensual de energía en kWh en el proyecto de Los Floríos (Fuente: PVGIS)

La Figura 7.6 muestra la evolución estimada de la producción energética anual a lo largo de la vida útil de la instalación. Para su cálculo, de nuevo se ha considerado una degradación progresiva del rendimiento de los módulos fotovoltaicos, aplicando una tasa anual del 0,4 %, de los paneles solares seleccionados para el proyecto, reflejando así la pérdida de eficiencia con el paso del tiempo.

Finalmente, con los resultados obtenidos a nivel de CAPEX, OPEX y generación de la instalación, el LCOE resultante del proyecto asciende a **67,95 €/MWh**.

Producción anual estimada (MWh)

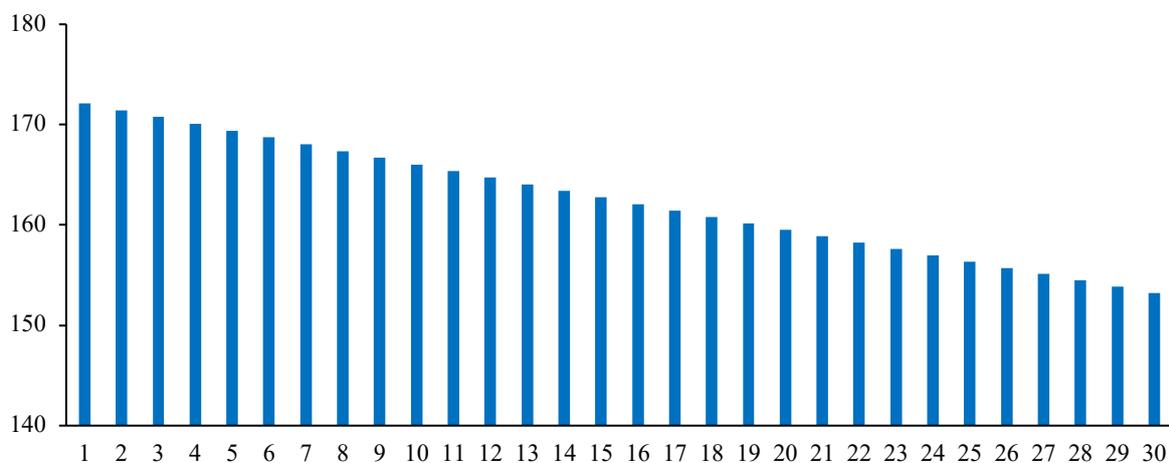


Figura 7.6. Evolución de la producción anual en MWh del proyecto de Los Floríos (Fuente: Elaboración propia)

Al igual que en el caso de estudio en industrias electrointensivas, resulta ilustrativo ver otros indicadores económicos de la instalación, como son el VAN y el TIR del proyecto.

En cuanto a fuentes de ingresos o flujos de caja, en primer lugar, al tratarse de un caso de autoconsumo, de nuevo se considerarán como flujos de caja los ahorros provenientes de la propia instalación de autoconsumo, evitando comprar la electricidad en el mercado eléctrico. En este caso, el tipo de consumo existente en las instalaciones del proyecto comunitario de riego se suele asociar a una tarifa 3.0TD, la cual se estima en torno a 120 €/MWh para el cálculo del ahorro (Naturgy, 2025), con una tasa de crecimiento anual del 1% a lo largo de la vida útil del proyecto.

Por otro lado, en base a los datos recogidos en la Tabla 7.6, los 109,6 MWh anuales de consumo del proyecto de remodelación (Mulet, 2023) en el que se recoge la balsa de Los Floríos suponen un 63,4% de la producción del primer año. Así pues, los excedentes de energía se podrían vender al mercado, según el RD144/2019, considerando a la instalación como “Modalidad con excedentes no acogida a compensación”. De esta forma, se debe inscribir la planta de FPV en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPRE), así como de contratar los servicios de un representante de mercado autorizado para participar en el operador del sistema (REE) y en el mercado eléctrico (OMIE). La comercializadora abonaría un importe estimado en 62,7 €/MWh en base a OMIP para el 2026 (OMIP, 2025), a los cuales habría que descontarles una comisión de representación de en torno a 2 €/MWh, además del 7 % del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) y de los peajes de acceso para generación, fijados en 0,5 €/MWh.

Calculando los flujos de caja como la suma del ahorro generado por la instalación de autoconsumo y el ingreso asociado a la venta de los excedentes, una vez descontado el OPEX anual, y aplicando una tasa de descuento del 6,12 % (en línea con el resto de los análisis financieros realizados), se obtiene un VAN de **82.753 €**, lo que confirma la rentabilidad del proyecto. La Figura 7.7 ilustra la recuperación progresiva de la inversión inicial a lo largo de la vida útil de la planta, alcanzándose el punto de amortización en el año 9 de operación. Por otra parte, la TIR se sitúa en el **11,8 %**, un valor que refleja una sólida viabilidad financiera y un margen de seguridad suficiente frente a posibles desviaciones futuras.

Evolución económica del proyecto (€)

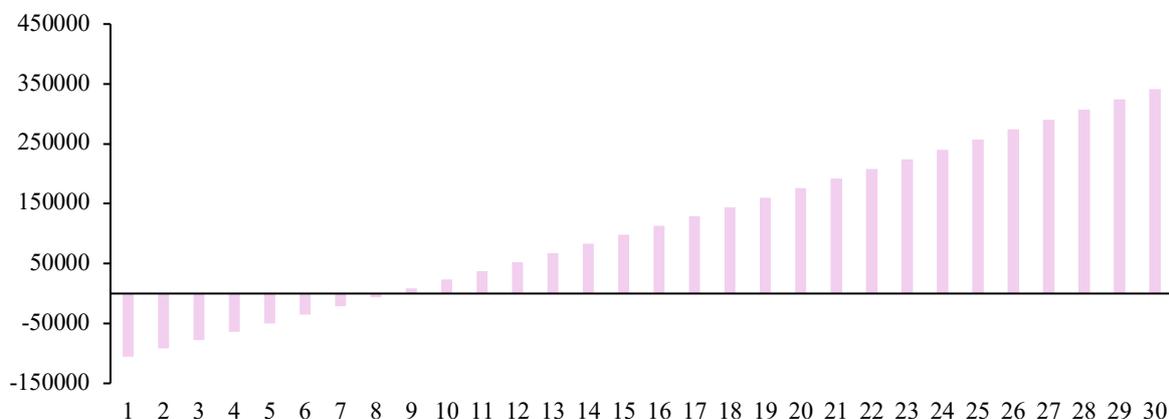


Figura 7.7. Evolución económica del proyecto de autoconsumo (Fuente: Elaboración propia)

Conclusiones extraídas del caso de estudio

En base a los resultados obtenidos, se demuestra que la instalación de fotovoltaica flotante en balsas de riego es una solución económica y técnicamente viable, especialmente en contextos de alta demanda energética y elevados niveles de irradiación solar. Tal como se demuestra en el caso de estudio desarrollado, un sistema de 100 kW en la Región de Murcia logra un LCOE de en torno a los 68 €/MWh, el cual resulta significativamente inferior a las tarifas eléctricas actuales para este tipo de instalaciones. Además, el proyecto arroja indicadores financieros sólidos, con un VAN positivo, una TIR del 11,8 % y un periodo de retorno inferior a una década, incluso sin considerar subvenciones públicas. Estos resultados confirman que la FPV en balsas de riego no solo contribuye al ahorro energético y la sostenibilidad hídrica, sino que también representa una inversión rentable para comunidades de regantes y explotaciones agrícolas.

Es importante resaltar que el análisis económico del proyecto revela una clara dependencia de los precios del mercado eléctrico, tanto en el componente de ahorro por autoconsumo como en los ingresos por venta de excedentes. Como se ha cuantificado en el caso, más del 80 % del flujo de caja anual proviene del ahorro generado al evitar la compra de electricidad a tarifa regulada, lo que implica que cualquier variación en dicha tarifa impacta directamente en la rentabilidad del sistema. Al mismo tiempo, el 37 % de la producción que no se consume se ve afectado por la volatilidad del precio spot, lo que introduce una exposición adicional al riesgo de mercado, especialmente en un contexto de alta penetración renovable donde los precios en horas solares pueden desplomarse. En este escenario, sustituir la venta al pool por un **contrato PPA** a precio fijo, podría ofrecer una vía para estabilizar los ingresos por vertido. No se ha optado por un modelo de venta mediante contrato PPA directamente debido a que los precios ofertados en el mercado para este tipo de acuerdos resultan, en la actualidad, menos atractivos que la venta directa al pool eléctrico. En particular, los valores más recientes para PPAs fotovoltaicos en España se sitúan por debajo de los 40 €/MWh en muchos casos (Molina, Los precios de los PPAs fotovoltaicos en España bajan hasta los 38,97 €/MWh en Q4 de 2024, 2025), una cifra que, incluso descontando los costes de representación y peajes aplicables a la venta en el mercado spot, resulta inferior a los ingresos netos que puede generar la planta en escenarios de precios de pool moderados o altos. Esta diferencia limita la capacidad de los PPA para mejorar los flujos de caja del proyecto, especialmente cuando los excedentes representan una parte relativamente reducida de la producción total y su comercialización no es el eje central de la rentabilidad.

Por otro lado, es importante mencionar que la normativa vigente en España contempla diversas **líneas de subvención** orientadas a fomentar la instalación de energías renovables en el sector agrícola, incluyendo específicamente proyectos de autoconsumo fotovoltaico en comunidades de regantes. A través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, canalizado mediante convocatorias del IDAE (IDAE, 2025), se han habilitado ayudas que pueden cubrir entre el 40 % y el 50 % del CAPEX en instalaciones renovables para usos agrícolas, incluyendo aquellas montadas sobre infraestructuras hidráulicas como balsas de riego. No se han recogido en el modelo para analizar su viabilidad económica de forma aislada, pero estas subvenciones podrían reducir significativamente el periodo de retorno de la inversión y mejorar los indicadores financieros del proyecto de forma considerable.

Más allá de su rentabilidad económica, la implantación de fotovoltaica flotante en balsas de riego representa una solución estratégica con múltiples **beneficios colaterales** que refuerzan su valor sistémico, especialmente en regiones caracterizadas por una alta demanda hídrica y energética. En estos territorios, donde el estrés hídrico es severo y la evapotranspiración potencial supera los 1.100 mm

anuales, la aplicación de FPV permite generar una sinergia agua-energía de alto impacto, reduciendo de forma significativa el coste eléctrico asociado al bombeo, además de disminuir la evaporación de agua, un recurso escaso y crítico para la productividad agrícola en estos territorios. A ello se suman efectos indirectos relevantes, como la mejora de la calidad del agua almacenada, lo que conlleva menores costes de filtrado y una reducción en el uso de fertilizantes, la contribución a la descarbonización del regadío, lo que puede facilitar el acceso a certificaciones de sostenibilidad y mercados con mayor valor añadido, y la protección física de la infraestructura hidráulica, gracias al efecto sombra que prolonga la vida útil de las láminas impermeabilizantes de la propia infraestructura. Así, la FPV sobre balsas no debe entenderse únicamente como una inversión rentable, sino como una palanca multifuncional de resiliencia hídrica, eficiencia energética y sostenibilidad agraria en el contexto del cambio climático.

8. Conclusiones

A lo largo del presente Trabajo Fin de Máster se ha demostrado, con un enfoque técnico - económico, que la fotovoltaica flotante ha dejado de ser una mera alternativa de instalación solar para erigirse como una solución versátil y estratégica dentro del panorama energético español.

En primer lugar, de cara a cumplir con el objetivo establecido en materia de análisis del estado del arte de la tecnología, se ha llevado a cabo una comparativa con respecto a la fotovoltaica convencional, extrayendo la idea clara de que la madurez tecnológica de la FPV aún no se puede traducir de forma directa en el mercado. La FPV ha demostrado un comportamiento técnico superior al de la fotovoltaica terrestre en varios aspectos operativos. La mayor eficiencia térmica derivada del contacto con masas de agua, unida a menores niveles de suciedad acumulada sobre los módulos, se traduce en incrementos de producción eléctrica que oscilan entre el 2 % y el 7 %, según estudios y datos empíricos recogidos en distintas regiones climáticas. No obstante, el coste de inversión inicial de los sistemas FPV sigue siendo entre un 10 % y un 21 % más alto que en sistemas convencionales en suelo, debido principalmente al precio de los sistemas de flotación, anclaje, y al sobrecoste de ciertas soluciones de ingeniería civil adaptadas al medio acuático. Como consecuencia, el LCOE se mantiene por encima del de instalaciones fotovoltaicas tradicionales, afectando negativamente la rentabilidad relativa de los proyectos en contextos competitivos. La FPV sólo alcanza una rentabilidad comparable a la fotovoltaica terrestre cuando se implantan estrategias que compensen estos sobrecostes, como el uso compartido de infraestructuras existentes, líneas de evacuación, subestaciones o estructuras hidráulicas. A medida que la industria consolide su cadena de suministro, mejore la estandarización de componentes y se desarrollen economías de escala, es previsible que estos sobrecostes disminuyan y que la FPV pueda competir de forma más directa con la modalidad terrestre convencional.

Por otro lado, dentro de este análisis del estado del arte se recogen ideas importantes asociadas a los beneficios medioambientales que aporta el uso de esta tecnología. En base a los estudios revisados, se puede concluir que la instalación de 1 MW de potencia de FPV reduce de media 2.500 toneladas anuales de dióxido de carbono emitido a la atmósfera. Además, con dicha capacidad instalada se puede conseguir reducir la evaporación de las aguas en torno a 15.000 metro cúbicos anuales. Dichas cifras oscilan en función de los diferentes proyectos analizados debido a las condiciones particulares de emisiones y clima de cada país, pero de forma general ayudan a concebir la FPV como una solución con beneficios colaterales significativos. Aunque en términos puramente económicos esta tecnología no puede aún competir con la fotovoltaica terrestre convencional, su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y minimizar la pérdida de recursos hídricos añade un valor ambiental tangible. Este valor, si bien no siempre se refleja en el CAPEX o en el LCOE, puede traducirse en ingresos indirectos o ahorros monetizables que refuerzan la viabilidad de estos proyectos desde una perspectiva más holística y sostenible.

En segundo lugar, en relación con el segundo objetivo clave descrito en el apartado de metodología relacionado con el estudio técnico-económico de posibles hibridaciones, la Tabla 8.1 recoge una comparativa de los resultados clave obtenidos en los dos casos de estudio relacionados con hibridaciones de FPV y otras tecnologías limpias. De ambos casos se concluye que el gran potencial de la FPV de cara a integrarse en el mix energético nacional se percibe cuando se acopla a infraestructuras existentes, consiguiendo reducirse así la brecha económica aún existente en proyectos aislados. La fotovoltaica flotante no solo representa una alternativa tecnológica a la fotovoltaica en suelo, sino que, al integrarse en sistemas híbridos como los analizados, revela sinergias operativas y económicas clave

que le permiten aportar un valor añadido sustancial, más allá de la mera generación eléctrica, al optimizar infraestructuras existentes, mejorar la gestión del recurso hídrico y/o reforzar la firmeza del suministro renovable.

Indicador clave	FPV + Off-Shore (Windfloat Atlantic)	FPV + Hidroeléctrica (Valdecañas)
Potencia instalada FPV	20 MW	100 MW
Incremento de generación anual	+ 42 %	+ 17%
LCOE del activo original	121€/MWh	16,7€/MWh
LCOE de la hibridación	113€/MWh	21,39€/MWh

Tabla 8.1. Resumen comparativo de los resultados obtenidos en los casos de estudio de las hibridaciones presentadas

En tercer lugar, los casos de estudio desarrollados relacionados con aplicaciones concretas confirman que, más allá de su potencial teórico, la FPV puede implementarse con éxito en contextos reales y diversos, aportando beneficios tanto energéticos como hídricos cuando se adapta adecuadamente al entorno en el que se integra. La Tabla 8.2 resume los resultados obtenidos en las dos aplicaciones concretas analizadas, evidenciando que la FPV puede generar valor añadido incluso en escalas reducidas, siempre que se aprovechen infraestructuras existentes, se optimice el diseño según la demanda y se identifiquen con precisión las limitaciones normativas y/o técnicas existentes. Estas experiencias refuerzan la conclusión general del trabajo: la FPV, bien dimensionada y estratégicamente implantada, constituye una solución eficiente y versátil dentro del conjunto de tecnologías renovables orientadas a una transición energética sostenible e integrada con la gestión del agua.

Indicador clave	2,5 MW FPV industrial	100 kW FPV agrícola
Cobertura de la lámina de agua	4,6%	1,4%
Cobertura de la demanda	<1%	100%
Inversión inicial	2.800.000 €	155.000 €
VAN	1.260.000€	82.000€
TIR	10%	11,8%

Tabla 8.2. Resumen comparativo de los resultados obtenidos en los casos de estudio de aplicaciones concretas

Finalmente, más allá de cubrir las diferentes acciones clave descritas al inicio del trabajo, es interesante analizar cómo la implantación de la fotovoltaica flotante genera impactos que se extienden a lo largo de toda la cadena de valor, afectando a múltiples partes interesadas con implicaciones distintas pero profundamente conectadas.

Por ejemplo, desde el punto de vista de propietarios activos energéticos ya operativos, como centrales hidroeléctricas, parques eólicos marinos o incluso balsas industriales o agrícolas como en las aplicaciones abordadas, la FPV representa una oportunidad clara para revalorizar superficies infrautilizadas sin necesidad de adquirir terreno adicional ni realizar grandes obras civiles. En estos casos, la instalación de paneles flotantes permite aprovechar sinergias de infraestructura, como el uso compartido de subestaciones o líneas de evacuación, y alargar la vida útil de activos parcialmente amortizados, mejorando el perfil de ingresos con una inversión adicional moderada. Esta lógica de aprovechamiento se extiende también a los gestores del recurso hídrico, que encuentran en la FPV una herramienta eficaz para mejorar la eficiencia global de sus sistemas.

Por otro lado, el operador del sistema eléctrico (REE) y el regulador energético (CNMC) se enfrentan al desafío de integrar nuevas capacidades renovables que permitan aprovechar infraestructuras existentes, mejorando la utilización de activos compartidos y suavizando el perfil horario de generación. En este contexto, ejemplos como la hibridación de FPV con hidroeléctrica, tal y como se expuso en apartados previos, ofrece una herramienta clara para avanzar y superar dichos desafíos.

Desde la óptica financiera, entre los inversores tradicionales la FPV sigue presentando cierto escepticismo. No obstante, existen ciertos fondos de inversión con un claro enfoque ESG que sí que se pueden verse motivados a apostar por la tecnología.

A nivel local, la FPV ofrece ventajas significativas en términos de aceptación social ya que, al instalarse sobre masas de agua ya alteradas, evita conflictos por uso del suelo, no compite con otros usos productivos y puede generar empleo en zonas rurales, tanto en las fases de instalación como en las de mantenimiento. No obstante, en entornos con fuerte valor paisajístico o recreativo, es indispensable anticipar posibles resistencias mediante procesos participativos y estudios de integración visual que aseguren la compatibilidad del proyecto con el entorno.

Finalmente, para las organizaciones ambientales y la sociedad civil, la FPV representa una tecnología con un potencial claro de descarbonización y eficiencia hídrica, pero que debe desplegarse con criterios de sostenibilidad rigurosos, estableciendo límites razonables a la ocupación de superficie, evaluando su impacto ecológico con base científica y garantizando que los materiales utilizados sigan principios de economía circular.

En definitiva, tanto a través de su integración en sistemas híbridos, como en aplicaciones específicas adaptadas a contextos concretos como los analizados, la fotovoltaica flotante demuestra una capacidad notable para aportar valor añadido desde el punto de vista de diversos actores interesados en la sociedad, más allá de la generación de electricidad. En los escenarios analizados en este trabajo, se observa que la FPV contribuye de manera directa a mejorar el aprovechamiento de infraestructuras existentes y aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico.

Además, sus beneficios colaterales en la gestión del agua, contribuyendo a la reducción de la evaporación o a la mejora de la calidad del recurso almacenado, refuerzan su contribución a la sostenibilidad ambiental y social, especialmente en regiones sometidas a estrés hídrico. Estas sinergias posicionan a la FPV como una tecnología transversalmente alineada con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), y en particular con el ODS 6 (agua limpia y saneamiento), ODS 7 (energía asequible y no contaminante), ODS 9 (infraestructura resiliente e innovación) y ODS 13 (acción por el clima).

En conjunto, el análisis desarrollado a lo largo del Trabajo respalda la idea de que la FPV no debe considerarse una solución marginal o residual, sino una herramienta versátil que, bien dimensionada y adecuadamente regulada, puede jugar un papel relevante en la transición energética y en la gestión integrada de recursos en España.

A nivel personal, la realización de este Trabajo Fin de Máster ha supuesto una experiencia particularmente enriquecedora, tanto por el contenido técnico abordado como por el proceso formativo que ha implicado. Ha representado una oportunidad única para aplicar de forma integrada los conocimientos adquiridos a lo largo de los estudios de Ingeniería, permitiéndome profundizar en el campo de la energía, el cual no solo considero esencial para el desarrollo sostenible, sino que también constituye una de mis principales motivaciones profesionales.

Abordar este análisis de la fotovoltaica flotante desde múltiples dimensiones, tanto tecnológica, como económica, así como ambiental y regulatoria, me ha permitido consolidar una visión más completa y crítica del sector energético, al tiempo que he desarrollado competencias clave en el manejo de herramientas analíticas, interpretación de datos complejos y elaboración de propuestas estratégicas. Este proyecto ha sido, en definitiva, una forma rigurosa y enriquecedora de culminar mi etapa académica, reforzando mi vocación hacia la búsqueda de soluciones innovadoras y sostenibles dentro del ámbito de la transición energética.

Bibliografía

- (1986). Obtenido de Real Decreto 849/1986: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1986-10638>
- Abdullah Bamoshmoosh, M. C. (2025). Techno-economic optimization of pumped hydro storage plants integrated with floating photovoltaic. *Applied Energy*.
- Abid Muhammad, U. M. (2021). Potential of floating photovoltaic technology in Pakistan. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.
- Acerinox. (2025). Obtenido de <https://www.acerinox.com/es/acerinox/fabricas/acerinox-europa/>
- Acerinox. (2025). Obtenido de <https://www.acerinox.com/es/acerinox/fabricas/acerinox-europa/>
- Acosta, S. (2024). Iberdrola hibridará en Valdecañas su producción hidroeléctrica con una batería de 15 MW. *EL periódico de la energía*.
- AEGE. (2025). Obtenido de <https://www.aege.es/quienes-somos/el-sector-electrointensivo-en-espana/>
- AEMET. (2018). *Mapas climáticos de España (1981-2010) y ETo (1996-2016)*.
- Ahmed Saeed, S. R.-S. (2024). Study of a grid-connected floating photovoltaic power plant of 1.0. *Heliyon*.
- Aicha Djalaba, Z. D. (2024). A comprehensive Review of Floating Photovoltaic Systems: Tech Advances, Marine Environmental Influences on Offshore PV Systems, and Economic Feasibility Analysis. *Solar Energy*, 277.
- Alberto Ghigo, E. F. (2022). Design and Analysis of a Floating Photovoltaic System for Offshore Installation: The Case Study of Lampedusa. *Energies*.
- Ameen M. Bassam, I. A. (2023). Conceptual design of a novel partially floating photovoltaic integrated with smart energy storage and management system for Egyptian North Lakes. *Ocean Energy*.
- Ameen M. Bassam, N. A. (2024). Hybrid compressed air energy storage system and control strategy for a partially floating photovoltaic plant. *Energy*.
- Andrzej Boduch, K. M. (2022). Technical and economic assessment of a 1 MWp floating photovoltaic system in Polish conditions. *Renewable Energy*.
- Antolín, R. (2025). La Felguera, epicentro mundial de Aspirina: la planta asturiana produce el 100% del principio activo que se consume. *El Economista*.
- Anusuya K, V. K. (2024). A comparative study of floating and ground-mounted photovoltaic power generation in Indian contexts. *Cleaner Energy Systems*.
- ArcelorMittal . (2021). Obtenido de ArcelorMittal Differdange alberga el primer parque solar flotante de Luxemburgo: <https://corporate.arcelormittal.com/media/news-articulos/arcelormittal-differdange-hosts-luxembourg-s-first-floating-solar-farm>

- ArcelorMittal . (2025). Obtenido de ArcelorMittal - Producimos acero: <https://spain.arcelormittal.com/quienes-somos/producimos-acero/>
- ArcelorMittal . (2025). Obtenido de 8.600 paneles fotovoltaicos en la cubierta de su Centro Logístico Europeo.: <https://luxembourg.arcelormittal.com/en/news-and-media/news/8-600-photovoltaic-panels-on-the-roof-of-its-european-logistic-center>
- ArcelorMittal. (2025). Obtenido de <https://spain.arcelormittal.com/quienes-somos/producimos-acero/>
- ArcelorMittal España. (2023). *Informe de Sostenibilidad 2023*.
- ArcelorMittal España. (2025). Obtenido de ArcelorMittal Asturias – Gijón: <https://spain.arcelormittal.com/que-hacemos/productos-largos/gijon/>
- ArcelorMittal España. (2025). Obtenido de ArcelorMittal Asturias en Avilés: <https://spain.arcelormittal.com/que-hacemos/productos-planos/aviles/>
- ArcelorMittal España. (2025). Obtenido de ArcelorMittal en España: <https://spain.arcelormittal.com/quienes-somos/arcelormittal-espana/>
- Aydan Garrod, S. N. (2024). An assessment of floating photovoltaic systems and energy storage methods: A comprehensive review.
- Ayuntamiento de Totana. (2 de febrero de 2025). *Totana.es*. Obtenido de El pasado año se suscribió el acto protocolario de firma de las obras en la sede de la Delegación del Gobierno en Murcia: <https://www.totana.es/noticia.asp?cat=26271&utm>
- Barrero, A. (2024). El precio de la electricidad en el mercado diario español seguirá 10 puntos por debajo del precio francés y del alemán en 2024. *Renewable energy magazine*.
- Bayu Sutanto, H. I. (2024). Design and analysis of passively cooled floating photovoltaic systems. *Applied Thermal Engineering*, 236.
- Bayu Sutantoa, Y. S. (2022). Enhancing the performance of floating photovoltaic system by using thermosiphon cooling method: Numerical and experimental analyses. *International Journal of Thermal Sciences*, 180.
- BayWa r.e. (2025). Obtenido de <https://www.baywa-re.es/en/>
- Bo Bai, S. X. (2024). Assessment of floating solar photovoltaic potential in China. *Renewable Energy*.
- Caballero, Á. (2024). Obtenido de RTVE: <https://www.rtve.es/noticias/20240217/agricultura-consume-80-agua-espana-sequias/15972242.shtml>
- Ceca, C. G. (2024). *Energías renovables*. Obtenido de El Gobierno PP-Vox de Aragón dice no a las placas solares fotovoltaicas en embalses: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-gobierno-de-aragon-dice-no-a-20240723>
- Chao Ma, R. W. (2024). Performance assessment of different photovoltaic module technologies in floating photovoltaic power plants under waters environment. *Renewable Energy*, 222.
- Ciel & Terre - Hydrelío. (2025). Obtenido de <https://ciel-et-terre.net/fr/nos-produits/hydrelío-air-optim/>
- Ciel & Terre. (2025). Obtenido de <https://ciel-et-terre.net/>

- CNMC. (2023). Obtenido de Informe mercado mayorista eléctrico 2023: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/5779264.pdf>
- Confederation of European Paper Industries, C. (2023). *Key Statistics 2023*.
- Consejería de Agua, Agricultura, Ganadería y Pesca. (2024). *Consejería de Agua, Agricultura, Ganadería y Pesca. Dirección General de Política Agraria Común*. Obtenido de El Gobierno regional invierte 625.000 euros en la nueva planta solar flotante de la Comunidad de Regantes del Campo de Cartagena: <https://pdr.carm.es/web/pdr/-/el-gobierno-regional-invierte-625-000-euros-en-la-nueva-planta-solar-flotante-de-la-comunidad-de-regantes-del-campo-de-cartagena>
- Corporate Finance Institute. (2024). *Corporate Finance Institute*. Obtenido de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Corporación Masaveu. (2025). Obtenido de <https://corporacionmasaveu.com/masaveu-industria/>
- Corpotare Finance Institute. (2025). *Corpotare Finance Institute*. Obtenido de <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/net-present-value-npv/>
- Damaseck Chirwa, R. G. (2022). Floating solar photovoltaic (FSPV) potential in Zambia: Case studies on six hydropower power plant reservoirs. *Renewable Energy Focus*.
- David Jung, F. S. (2024). Floating photovoltaic in Chile: Potential for clean energy generation and. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.
- DS New Energy. (2025). Obtenido de <https://www.dsneg.com/>
- Edp. (2024). Obtenido de <https://www.edp.com/en/innovation/windfloat>
- Edp. (2025). *Edp*. Obtenido de Los paneles solares flotantes de Alqueva: <https://www.edp.com/en/media/edp-stories/alquevas-floating-solar-panels>
- El periódico de la energía. (2023). Fotovoltaica flotante, una solución más que eficiente para las balsas de riego del olivo. *El periódico de la energía*.
- El Periódico de la Energía. (2025). Alqueva, un proyecto renovable de lo más innovador. *El Periódico de la Energía*.
- Eléctrica, R. (2025). *Informe resumen de energías renovables 2024*.
- Emilio Muñoz-Cerón, J. C.-A.-S.-Q. (2023). Floating photovoltaics systems on water irrigation ponds: Technical potential and multi-benefits analysis. *Energy*, 271.
- emin energy. (2021). Obtenido de <https://www.emin.energy/portfolio/bombeo-solar-flotante-sobre-balsa-para-la-comunidad-de-regantes-de-agost/>
- ENCE. (2025). Obtenido de <https://ence.es/en/pulp-business/navia-biofactory/>
- Energy, D. N. (s.f.). Obtenido de <https://www.dsneg.com/>
- Evgeny Solomin, E. S. (2021). Hybrid Floating Solar Plant Designs: A Review. *Energies*.
- Fertiberia. (2025). Obtenido de <https://www.fertiberia.com/>

- g-advisory. (2023). *Estudio técnico y económico de dos tecnologías de almacenamiento de energía en España*.
- Gascón, R. (2025). ¿De dónde saldrán los 755.000 metros cúbicos de agua que Amazon usará en sus centros de datos en Aragón? *El Español*.
- Giuseppe Marco Tina, F. B. (2022). Energy performance analysis of tracking floating photovoltaic systems. *Heliyon*, 8.
- Giuseppe Marco Tina, F. B.-C. (2023). Economic comparison of floating photovoltaic systems with tracking systems and active cooling in a Mediterranean water basin. *Energy for Sustainable Development*, 76.
- Grupo cementos Portland Valderrivas. (2025). Obtenido de <https://www.valderrivas.es/fabricas/el-alto/>
- H2OLOCK, E. L. (2025). El proyecto Life H2OLOCK de la Comunidad de Regantes de Lorca permite cubrir la balsa de La Jeresa con 110.000 metros cúbicos. (SER, Entrevistador) Obtenido de <https://cadenaser.com/murcia/2025/02/26/el-proyecto-life-h2olock-de-la-comunidad-de-regantes-de-lorca-permite-cubrir-la-balsa-de-la-jeresa-con-110000-metros-cubicos-radio-lorca/>
- Hamid M. Pouran, M. P. (2022). Environmental and technical impacts of floating photovoltaic plants as an emerging clean energy technology. *iScience*.
- Hilal Sayhan Akci Turgut, I. D. (2024). Development and assessment of a floating photovoltaic-based hydrogen production system integrated with storage options. *Process Safety and Environmental Protection*.
- Holcim. (2025). Obtenido de <https://www.holcim.es/montcada-sostenibilidad-transparencia>
- HSB marine. (2025). Obtenido de <https://www.hsbmarine.com/>
- HTGP. (2025). Obtenido de https://www.aluminum-furnace.com/news_detail/1805787150574915584.html
- Huang, G. I. (2024). Hybrid offshore wind–solar energy farms: A novel approach through retrofitting. *Energy Conversion and Management*.
- Huawei Technologies. (2025). Obtenido de <https://solar.huawei.com/es/professionals/all-products>
- Huguet, C. (2024). ArcelorMittal España vuelve a beneficios por la rebaja de costes pese a vender menos. *El Economista*.
- iAgua. (2025). Obtenido de Embalse de San Andres De Los Tacones-Aboño: <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/embalses/san-andres-tacones-abono>
- iAgua. (2025). *iAgua*. Obtenido de <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/embalses/torrejon-tajo>
- iAgua1. (2025). *iAgua*. Obtenido de <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/presas/valdecanas>
- iAgua2. (2025). *iAgua*. Obtenido de <https://www.iagua.es/data/infraestructuras/embalses/torrejon-tajo>
- Iberdrola. (2025). *Iberdrola España*. Obtenido de <https://www.iberdrolaespana.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/central-hidroelectrica-bombeo-valdecanas-puesta-servicio>

- IDAE. (26 de Mayo de 2025). Obtenido de <https://www.idae.es/en/support-and-funding/para-energias-renovables-en-autoconsumo-almacenamiento-y-termicas-sector>
- IEA . (2021). *The role of critical minerals in clean energy transitions*.
- IEA. (2018). *Low-carbon transition in the cement industry*.
- IEA. (2021). *Ammonia Technology Roadmap*.
- Imamul Islam, M. H. (2023). Feasibility analysis of floating photovoltaic power plant in Bangladesh: A. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.
- International Council on Mining and Metals, I. (2021). *Water reporting: Good practice guide*.
- IRENA. (2019). *EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*. Obtenido de IRENA: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Nov/IRENA_Future_of_Solar_PV_summary_2019_ES.pdf?hash=DE82F7DC53286F720D8E534A2142C2B8D510FB0B&la=en&utm_source=chatgpt.com
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*.
- IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*.
- Isigener. (2025). Obtenido de <https://www.isifloating.com/>
- ITware Latam*. (2025). Obtenido de <https://www.itwarelatam.com/2025/04/25/los-data-centers-representan-casi-el-2-del-consumo-electrico-mundial/>
- J. Jazmin Gonzalez-Gonzalez, J. P.-L. (2024). Advancing towards zero emissions: Integrating floating photovoltaic systems in hydroelectric power plant reservoirs. *Results in Engineering*, 23.
- Jehanzeb Nasir, A. J. (2023). Sustainable and cost-effective hybrid energy solution for arid regions: Floating solar photovoltaic with integrated pumped storage and conventional hydropower. *Journal of Energy Storage*.
- Jianling Li, Z. Z. (2023). Comprehensive benefit evaluations for integrating off-river pumped hydro storage and floating photovoltaic. *Energy Conversion and Management*.
- JinkoSolar. (2025). Obtenido de <https://jinkosolarcdn.shwebospace.com/uploads/JKM605-630N-66HL4M-BDV-F3-EN.pdf>
- Jonathan Fagerström, S. D. (2024). Profitability of battery storage in hybrid hydropower–solar photovoltaic plants. *Journal of Energy Storage*.
- Jopson, R. M. (2025). Se desata un juego de acusaciones por el apagón en España y Portugal. *Financial Times*.
- Jowett, P. (2024). *pv magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.com/2024/02/21/ciel-terre-hexe-renewables-round-off-400-mw-floating-pv-array/>
- Juan M. Gonzalez-Ramírez, A. A.-V. (2024). Optimal sizing of hybrid wind-photovoltaic plants: A factorial analysis . *Sustainable Energy Technologies and Assessments* .

- Junfeng Du, D. Z. (2024). Design and comparative analysis of alternative mooring systems for offshore floating photovoltaics arrays in ultra-shallow water with significant tidal range. *Ocean Engineering*.
- Jyoti Luhaniwal, H. P. (2024). Framework for strategic deployment of hybrid offshore solar and wind power plants: A case study of India. *Journal of Cleaner Production*.
- Kawthar Al Saadi, A. G. (2024). Investigating the integration of floating photovoltaics (FPV) technology with hydrogen (H₂) energy for electricity production for domestic application in Oman. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- Lazard. (2024). *LCOE*.
- Leonardo Micheli, D. L. (2023). Economic feasibility of floating photovoltaic power plants: Profitability and competitiveness. *Renewable Energy*, 211.
- Leonardo Micheli, F. A.-V. (2024). Impact of variable economic conditions on the cost of energy and the economic viability of floating photovoltaics. *Heliyon*, 10.
- Leonardo Michelia, D. L. (2022). Techno-economic potential and perspectives of floating photovoltaics in Europe. *Solar Energy*.
- Los Data Centers representan casi el 2% del consumo eléctrico mundial. (2025). *ITware Latam*.
- Luis María Abadie, J. M. (2019). Estimaciones del coste de la electricidad: factores determinantes y métodos de valoración. *Dyna*.
- M. López, F. S. (2022). Assessment of the potential of floating solar photovoltaic panels in bodies of water in mainland Spain. *Journal of Cleaner Production*, 340.
- M.H. Vasconcelos, M. C. (2024). Flexibility extension in hydropower for the provision of frequency control services within the European energy transition. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*.
- Marine Link. (2024). Nuevo proyecto eólico-solar marino a escala de red planificado para Italia. *Marine Link*.
- Marine Luxury*. (2025). Obtenido de <https://marineluxury.es/product/flotadores-placas-solares/>
- Micheli, L. (2021). Energy and economic assessment of floating photovoltaics in Spanish reservoirs: cost competitiveness and the role of temperature. *Energy*, 227.
- Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. (2024). *Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación*. Obtenido de El Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación entrega a los regantes la planta solar fotovoltaica flotante ejecutada en el Sindicato de Riegos de Cuevas del Almanzora: https://www.mapa.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/detalle_noticias.aspx?tcm=tcm:30-695981
- Ministerio para la transformación ecológica y reto demográfico. (2024). *PROYECTO DE REAL DECRETO XXX /2024... POR EL QUE SE APRUEBAN LAS NORMAS TÉCNICAS DE SEGURIDAD PARA LAS BALSAS*.

- Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico. (2021). Obtenido de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) : https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- Mohsin Ali Koonthara, *. L. (2024). Reviewing floating photovoltaic (FPV) technology for solar energy generation. *ELSEVIER*.
- Molina, P. S. (2019). Obtenido de PV Magazine: <https://www.pv-magazine.es/2019/10/25/la-primera-balsa-de-riego-con-fotovoltaica-de-espana-esta-en-laluz-aracon/>
- Molina, P. S. (11 de Septiembre de 2020). Made in Spain: Isigener. *pv magazine* . Obtenido de Made in Spain: Isigener: <https://www.pv-magazine.es/2020/09/11/made-in-spain-isigener/>
- Molina, P. S. (2022). Energía solar flotante para bombeo de agua. *pv magazine*.
- Molina, P. S. (2025). Los precios de los PPAs fotovoltaicos en España bajan hasta los 38,97 €/ MWh en Q4 de 2024. *PV Magazine*.
- Muhammad Uzair Yousuf, M. A. (2024). Identifying barriers and drivers for energy efficiency in steel and iron industries of Karachi, Pakistan: Insights from executives and professionals. *Energy Nexus* .
- Muhammed Imran Kulat, K. T. (2023). A sound potential against energy dependency and climate change challenges: Floating photovoltaics on water reservoirs of Turkey. *Renewable Energy*.
- Mulet, M. d. (2023). *Estudio de impacto ambiental proyecto de consolidación de la zona regable con la mejora del aprovechamiento y gestión de los recursos de aguas no convencionales para la comunidad de regantes trasvase tajo-segura de Totana*. Estudi44. Serveis Mediambientals.
- Munich Business School. (2024). Obtenido de <https://www.munich-business-school.de/en/l/business-studies-dictionary/capex>
- Nabil A.S. Elminshawy, A. A. (2024). The potential of a floating photovoltaic system optimised for energy production in the lakes of northern Egypt. *Engineering analysis with boundary elements*.
- Nabil A.S. Elminshawya, A. O. (2024). A technical and economic evaluation of floating photovoltaic systems in the context of the water-energy nexus. *Energy*, 303.
- Nagananthini Ravichandran, N. R. (2022). Comparative assessment of offshore floating photovoltaic systems using. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*.
- Naturgy. (26 de Mayo de 2025). Obtenido de Precios de la tarifa variable de luz : https://www.naturgy.es/negocios_y_autonomos/luz/plan_variable_luz
- OMIP. (26 de Mayo de 2025). Obtenido de Futuros base SPEL - Año: <https://www.omip.pt/en/dados-mercado?date=2025-05-26&instrument=FTB&product=EL&zone=ES>
- Ortega, J. M. (2018). *Infraestructuras hidráulicas para el regadío. Incremento de la eficiencia del uso del agua en la agricultura*.
- Pfizer. (2025). Obtenido de <https://www.pfizer.es/somos/planta-de-san-sebasti%C3%A1n-de-los-reyes?utm>
-

- Principado de Asturias. (2025). *Naturaleza en Asturias. Espacios naturales protegidos*. Obtenido de Natura 2000 - ZEPA Embalses del centro (San Andrés, la Granda, Trasona y La Furta): <https://naturalezadeasturias.es/espacios/accede/natura2000/ZEPA-ES0000320.html>
- Principle Power*. (2024). Obtenido de <https://www.principlepower.com/news/windfloat-atlantic-oem>
- Qingxin Li, C. L. (2024). Padeye positioning of composite bucket foundation for joint exploitation of offshore wind turbines and floating photovoltaics. *Ocean Engineering*.
- Rahimat O. Yakubu, D. A.-T. (2023). Comparison of ground-based and floating solar photovoltaic systems performance based on monofacial and bifacial modules in Ghana. *Energy Nexus*.
- Ramanan C.J., R. H. (2024). Towards sustainable power generation: Recent advancements in floating photovoltaic technologies. *ELSEVIER*. Obtenido de Towards sustainable power generation: Recent advancements in floating photovoltaic technologies: www.elsevier.com/locate/rser
- Real Decreto 1106/2020*. (2020). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2020-16350>
- Regina Nobre, S. M. (2024). A global study of freshwater coverage by floating photovoltaics. *Solar Energy*, 267.
- Repsol. (2023). Obtenido de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/windfloat/index.cshtml>
- Repsol. (2025). Obtenido de <https://tarragona.repsol.es/es/sobre-complejo/nuestras-instalaciones/index.cshtml>
- Rinnovabili . (2025). Photovoltaic Module Prices 2025: Another Drop, but It Could Be the Last. *Rinnovabili* .
- Rotovia*. (2025). Obtenido de <https://rotovia.com/markets/renewable-energy/solar-energ>
- Rubén Claus, M. L. (2023). A methodology to assess the dynamic response and the structural performance of floating photovoltaic systems. *EL SEVIER*.
- S.Z.M. Golroodbari, D. V. (2021). Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park. *Solar Energy*, 219.
- Sánchez-Romero, F. (2023). *Consideraciones sobre la necesidad de la existencia de un inventario de balsas a nivel nacional*. XXXIX Congreso Nacional de Riegos Úbeda (Jaén).
- SAICA. (2025). Obtenido de <https://www.saica.com/es/>
- Sandri, P. M. (2024). El precio mundial de las baterías baja un 20%, su mayor caída en siete años. *La Vanguardia*.
- Secretaría de Estado de Medio Ambiente. Dirección General del Agua. (2020). *Plan DSEAR. Plan nacional de depuración, saneamiento, eficiencia ahorro y reutilización*. .
- Setmajer, A. (2024). *Equinix*. Obtenido de *Cómo Usan Agua los Centros de Datos y Cómo Estamos Trabajando para Usarla de Manera Responsable*:

<https://blog.equinix.com/blog/2024/10/16/como-usan-agua-los-centros-de-datos-y-como-estamos-trabajando-para-usarla-de-manera-responsable/>

- Shafiqur Rehman, K. I.-S. (2024). Comprehensive evaluation of solar floating photovoltaic prospective in Saudi Arabia: Comparative experimental investigation and thermal performance analysis. *Solar Energy*.
- Sivortex Sistemas Integrals. (2024). *iAgua*. Obtenido de <https://www.iagua.es/noticias/sivortex-sistemas-integrals/sistemas-fotovoltaicos-flotantes-transforman-regadios-espana>
- SMA Solar Technology. (2025). Obtenido de <https://www.sma.de/en/products/solar-inverters>
- Sofiane Kichou, N. S. (2022). Floating photovoltaics performance simulation approach. *Heliyon*, 8.
- SolarDuck*. (2025). Obtenido de <https://solarduck.tech/solution/>
- Subsecretaría de Agricultura, Pesca y Alimentación (ESYRCE). (2024). *Encuesta sobre superficies y rendimientos de cultivos. análisis de los regadíos en España*. Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación. Secretaría General Técnica.
- Sungrow. (2025). Obtenido de <https://spa.sungrowpower.com/SolutionsDetail/1088>
- Tamara Bajc, D. K. (2023). Potential of usage of the floating photovoltaic systems on natural and artificial lakes in the Republic of Serbia. *Journal of Cleaner Production*.
- Wanhai Xu, Y. S. (2024). Hydrodynamic performance study of floating photovoltaic arrays with multiple floating bodies. *Applied Ocean Research*, 153.
- Wanhos solars*. (2025). Obtenido de <https://www.wanhossolars.com/solar-floating-mounting-system/>
- Wei Shi, C. Y. (2023). Review on the development of marine floating photovoltaic systems. *Ocean Engineering*, 286.
- Windfloat Atlantic*. (2025). Obtenido de <https://www.windfloat-atlantic.com/>
- Windfloat Atlantic. (2025). *Windfloat Atlantic: The wind farm*. Obtenido de <https://www.windfloat-atlantic.com/the-wind-farm/>
- Yifan Zhang, X. Z. (2024). A frequency-domain hydroelastic analysis of a membrane-based offshore floating photovoltaic platform in regular waves. *Journal of Fluids and Structures*.
- Yubin Jina, Z. Z. (2024). Geographically constrained resource potential of integrating floating photovoltaics in global existing offshore wind farms. *Advances in Applied Energy*, 13.
- Zarza, L. F. (2025). *iAgua*. Obtenido de ¿Qué es el estrés hídrico?: <https://www.iagua.es/respuestas/que-es-estres-hidrico>
- Zhao Liua, C. M. (2023). Aquatic environment impacts of floating photovoltaic and implications for climate change challenges. *Journal of Environmental Management*, 346.