



**Universidad de Valladolid**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS  
INDUSTRIALES**

**UNIVERSIDAD DE VALLADOLID  
ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES**

**Máster en Ingeniería Industrial**

**Estudio técnico-económico de una instalación  
solar fotovoltaica flotante y su comparativa  
con una instalación fotovoltaica tradicional**

**Autor:**

**Puebla Diez, Mario**

**Tutor:**

**Pérez García, Julián Manuel**

**Departamento Ingeniería Eléctrica**





## RESUMEN

En los últimos años, el interés en las Instalaciones Solares Fotovoltaicas Flotantes ha crecido rápidamente, siendo una opción atractiva y viable, debido a las ventajas que aporta, en mercados emergentes y estabilizados, tales como Japón, Corea, China, India, Reino Unido y Holanda.

El objetivo de este Trabajo Fin de Máster es realizar una comparativa entre las instalaciones solares flotantes y las tradicionales en tierra. Para ello, se realizará el diseño de una instalación solar flotante y de otra idéntica, pero ubicada en tierra. Posteriormente, se realizará una comparación de ambas instalaciones, tanto desde un punto de vista energético como económico, para poder así obtener las conclusiones pertinentes.

Asimismo, se deberán seleccionar los diferentes componentes, materiales y elementos de un sistema solar fotovoltaico, tanto para la instalación en tierra, como para la instalación en agua.

## PALABRAS CLAVE

Fotovoltaica, renovables, energía, flotante, módulo fotovoltaico.



## **ABSTRACT**

In recent years, interest in Floating Solar Photovoltaic Installations has grown rapidly, being an attractive and viable option, due to the advantages it brings, in emerging and stabilized markets, such as Japan, Korea, China, India, United Kingdom and the Netherlands.

The objective of this Master's Thesis is to make a comparison between floating and traditional solar installations on land. For this purpose, the design of a floating solar installation and an identical one, but located on land, will be carried out. Subsequently, a comparison of both installations will be made, both from an energetic and economic point of view, in order to obtain the pertinent conclusions.

Likewise, the different components, materials and elements of a photovoltaic solar system must be selected, both for installation on land and for installation in water.

## **KEYWORDS**

Photovoltaic, renewable, energy, floating, photovoltaic module.



## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer, en primer lugar, a mis padres por su comprensión, confianza y apoyo en momentos difíciles.

También a mis amigos, que nos hemos ayudado y apoyado, haciendo esta etapa más sencilla y entretenida, y por qué no, mucho más fácil también.

Y, por último, a mi tutor, por su ayuda y guía durante la realización de este proyecto.

A todos ellos, GRACIAS.



## ÍNDICE

1. Introducción y objetivos.....	16
1.1. Sector eléctrico en España.....	17
1.2. Problemática del cambio climático.....	19
1.2.1. Acuerdos internacionales y nacionales para la lucha contra el cambio climático.....	20
1.2.2. El protocolo de Kioto.....	20
1.2.2.1. El acuerdo de París.....	20
1.2.2.2. Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima.....	21
1.3. Energía solar fotovoltaica.....	21
1.4. Objetivos.....	23
2. Estado del arte.....	24
2.1. Instalación solar fotovoltaica.....	24
2.1.1. Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.....	24
2.2. Paneles solares fotovoltaicos.....	26
2.2.1. Tipologías de paneles fotovoltaicos.....	26
2.3. Instalaciones solares fotovoltaicas flotantes.....	28
2.3.1. Sistema de flotación.....	29
2.3.1.1. Sistema de flotación Hydrelío.....	30
2.3.2. Plantas fotovoltaicas flotantes en el mundo y España.....	31
2.3.3. Plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo.....	32
2.4. Comparativa de una instalación en tierra frente a una flotante.....	34
3. Memoria técnica de diseño.....	36
3.1. Ubicación y descripción del emplazamiento de las plantas.....	36
3.2. Descripción técnica de la instalación.....	38
3.2.1. Panel fotovoltaico.....	38
3.2.2. Inversor fotovoltaico.....	39
3.2.3. Cableado.....	40
3.2.3.1. Cableado en corriente continua.....	40
3.2.3.2. Cableado en corriente alterna.....	41
3.2.4. Canalizaciones y tubos de protección.....	41
3.2.5. Protecciones.....	41
3.2.5.1. Protecciones en el lado de corriente continua.....	41



3.2.5.2.	Protecciones en el lado de corriente alterna.....	42
3.2.6.	Puesta a tierra.....	42
3.2.7.	Estructura y anclaje .....	42
3.2.8.	Obra civil.....	43
3.2.9.	Valla perimetral .....	43
4.	Cálculos Justificativos.....	44
4.1.	Dimensionamiento de los campos fotovoltaicos .....	44
4.1.1.	Orientación e inclinación de los paneles.....	44
4.1.2.	Cálculo de la distribución y número de paneles .....	45
4.1.2.1.	Temperatura máxima y mínima de los paneles.....	45
4.1.2.2.	Tensión máxima y mínima en los paneles .....	45
4.1.2.3.	Intensidad máxima en los paneles.....	47
4.1.2.4.	Número máximo y mínimo de paneles en serie .....	47
4.1.2.5.	Número máximo de strings en paralelo por MPPT.....	48
4.1.3.	Número de inversores de las instalaciones fotovoltaicas.....	48
4.1.4.	Número de paneles en serie seleccionados.....	49
4.1.5.	Potencia pico de las instalaciones .....	50
4.1.6.	Distancia entre filas de paneles.....	51
4.2.	Cálculo de secciones .....	53
4.2.1.	Cableado en corriente continua .....	54
4.2.1.1.	Cableado del conexionado de los módulos en serie.....	55
4.2.1.2.	Cableado del string hasta la caja de conexión .....	55
4.2.1.3.	Cableado de las cajas de conexión hasta los inversores.....	56
4.2.2.	Cableado en corriente alterna.....	58
4.2.2.1.	Cableado desde los inversores hasta el cuadro de inversores .....	58
4.2.2.2.	Cableado desde el cuadro de inversores hasta el transformador ....	59
4.3.	Tubos de protección .....	60
4.4.	Protecciones eléctricas .....	60
4.4.1.	Protecciones en el lado de corriente continua .....	60
4.4.1.1.	Protección frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones ..	61
4.4.1.2.	Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra	61
4.4.2.	Protecciones en el lado de corriente alterna .....	62
4.4.2.1.	Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas .....	62





4.4.2.2.	Protección frente a contactos directos e indirectos .....	65
4.4.2.3.	Protección frente a sobretensiones .....	65
4.4.2.4.	Puesta a tierra .....	65
4.5.	Estructura soporte y sistema de flotación .....	66
4.5.1.	Estructura soporte para la instalación en tierra.....	66
4.5.1.1.	Acciones gravitatorias .....	66
4.5.1.2.	Acciones de viento .....	67
4.5.1.3.	Estructura soporte elegida .....	67
4.5.2.	Sistema de flotación .....	68
5.	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN .....	70
5.1.	Instalación fotovoltaica en tierra.....	70
5.1.1.	Instalación con panel monofacial.....	70
5.1.2.	Instalación con panel bifacial .....	71
5.1.3.	Presupuesto total .....	72
5.2.	Instalación fotovoltaica flotante.....	74
5.2.1.	Instalación con panel monofacial.....	74
5.2.2.	Instalación con panel bifacial .....	75
5.2.3.	Presupuesto total .....	76
5.3.	Costes de operación y mantenimiento.....	78
6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA .....	79
6.1.	Vida útil.....	79
6.2.	Cálculo de la energía fotovoltaica generada .....	79
6.2.1.	Instalación solar fotovoltaica en tierra.....	79
6.2.1.	Instalación solar fotovoltaica flotante.....	80
6.2.1.1.	Disminución de la temperatura ambiente .....	80
6.2.1.2.	Aumento de la velocidad del viento en el lugar de la instalación ....	81
6.2.1.3.	Aumento de la humedad relativa en el lugar de la instalación .....	81
6.2.1.4.	Temperatura del panel.....	82
6.2.1.5.	Coeficiente de pérdidas de calor del módulo .....	83
6.2.1.6.	Producción de energía anual en nuestra instalación flotante .....	84
6.2.2.	Comparación de producción de energía de las diferentes configuraciones	84
6.2.2.1.	Plantas con paneles monofaciales .....	85



6.2.2.2.	Plantas con paneles bifaciales a 37° .....	85
6.2.2.3.	Plantas con paneles bifaciales a 90° .....	86
6.2.2.4.	Plantas con paneles bifaciales este-oeste.....	86
6.2.3.	Producción de energía de las instalaciones durante su vida útil .....	87
6.2.3.1.	Plantas con paneles monofaciales .....	87
6.2.3.2.	Plantas con paneles bifaciales a 37° .....	88
6.2.3.3.	Plantas con paneles bifaciales a 90° .....	88
6.2.3.4.	Plantas con paneles bifaciales este-oeste.....	89
6.2.3.5.	Plantas completas .....	90
6.2.4.	Comparativa de las diferentes instalaciones.....	90
6.2.4.1.	Módulos monofaciales VS módulos bifaciales.....	91
6.2.4.2.	Instalación en tierra VS instalación flotante .....	91
6.3.	Rentabilidad del proyecto.....	92
6.3.1.	Coste normalizado de la energía .....	92
6.3.1.1.	Instalación solar fotovoltaica en tierra .....	92
6.3.1.2.	Instalación solar fotovoltaica flotante .....	93
6.3.2.	Precio de venta de la energía .....	94
6.3.3.	VAN .....	95
6.3.3.1.	Instalación solar fotovoltaica en tierra .....	96
6.3.3.2.	Instalación solar fotovoltaica flotante .....	97
6.3.4.	TIR.....	98
6.3.4.1.	Instalación solar fotovoltaica en tierra .....	98
6.3.4.2.	Instalación solar fotovoltaica flotante .....	99
6.3.5.	Periodo de recuperación de la inversión.....	99
6.3.5.1.	Instalación solar fotovoltaica en tierra .....	99
6.3.5.1.	Instalación solar fotovoltaica flotante .....	101
6.3.6.	Comparativa de los diferentes indicadores económicos .....	102
7.	PLANOS.....	104
8.	CONCLUSIONES.....	108
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	110

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Producción y consumo de energía primaria en el mundo en 2020. Fuente: [1]	16
Figura 2. Producción y consumo de energía primaria en España en 2020. Fuente: [1].	17
Figura 3. Potencia eléctrica española instalada a 31.12.2020. Fuente: [3].	18
Figura 4. Estructura de la generación peninsular en el 2019 y 2020. Fuente: [3]	18
Figura 5. Efecto invernadero. Fuente: [4]	19
Figura 6. Emisiones de CO <sub>2</sub> de la Unión Europea. Fuente: [5].	20
Figura 7. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Fuente: [2]	22
Figura 8. Evolución de la potencia instalada acumulada en todo el mundo. Fuente: [14]	24
Figura 9. Esquema básico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Fuente: [15].	26
Figura 10. Comparativa de las diferentes tecnologías de paneles fabricados a partir de silicio. Fuente: [8]	27
Figura 11. Comparativa de las diferentes tecnologías de paneles de capa fina. Fuente: [8].	28
Figura 12. Instalación en la bodega Far Niente. Fuente: [6]	28
Figura 13. Instalaciones solares flotantes 2007-2013. Fuente: [7]	29
Figura 14. Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: [9]	30
Figura 15. Evolución de la potencia fotovoltaica flotante. Fuente: [10].	31
Figura 16. Planta solar flotante de Sierra Brava. Fuente: [11]	32
Figura 17. Top 20 plantas solares fotovoltaicas flotantes del mundo. Fuente: [10].	33
Figura 18. Ubicación de las plantas fotovoltaicas. Fuente: Elaboración propia	36
Figura 19. Ubicación de la planta solar flotante. Fuente: [12]	37
Figura 20. Ubicación de la planta solar en tierra. Fuente: [12]	37
Figura 21. Características técnicas paneles solares. Fuente: [22]	39
Figura 22. Orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico. Fuente: [17]	44
Figura 23. Esquema para el cálculo de la distancia mínima entre filas de paneles. Fuente: [18].	51
Figura 24. Estructura soporte monoposte. Fuente: [19].	68
Figura 25. Sistema de flotación seleccionado. Fuente: [19]	69
Figura 26. Energía anual producida por la instalación en tierra. Fuente: Elaboración propia.	79
Figura 27. Diminución de la temperatura ambiente en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]	80
Figura 28. Aumento de la velocidad del viento en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]	81



Figura 29. Aumento de la humedad relativa en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]..... 82

Figura 30. Temperatura media de los módulos para 2 estructuras flotantes. Fuente: [24] ..... 82

Figura 31. Coeficientes de pérdidas de calor. Fuente: [24]..... 83

Figura 32. Energía anual producida por la instalación flotante. Fuente: Elaboración propia..... 84

Figura 33. Energía anual producida por las plantas monofaciales. Fuente: Elaboración propia..... 85

Figura 34. Energía anual producida por las plantas bifaciales a 37°. Fuente: Elaboración propia..... 85

Figura 35. Energía anual producida por las plantas bifaciales a 90°. Fuente: Elaboración propia..... 86

Figura 36. Energía anual producida por las plantas bifaciales este-oeste. Fuente: Elaboración propia..... 86

Figura 37. Comparativa LCOE de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia. .... 102

Figura 38. Comparativa VAN de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia. .... 102

Figura 39. Comparativa TIR de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia. .... 103

Figura 40. Comparativa PRI de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia. .... 103



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del inversor.....	40
Tabla 2. Protecciones en el lado de corriente continua. Fuente: Elaboración propia ...	42
Tabla 3. Protecciones en el lado de corriente alterna. Fuente: Elaboración propia.....	42
Tabla 4. Distancia mínima entre elementos de la instalación. Fuente: Elaboración propia. .....	53
Tabla 5. Longitudes entre las cajas de conexión y los inversores. Fuente: Elaboración propia.....	57
Tabla 6. Cálculo de secciones según el criterio de caída de tensión. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 7. Secciones finales entre la caja de conexiones y los inversores. Fuente: Elaboración propia.....	58
Tabla 8. Diámetro exterior de los tubos de protección. Fuente: Elaboración propia....	60
Tabla 9. Costes estimados de operación y mantenimiento .....	78
Tabla 10. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia. .....	88
Tabla 11. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia. .....	88
Tabla 12. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia. .....	89
Tabla 13. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia. .....	90
Tabla 14. Producción a lo largo de la vida útil del proyecto. Fuente: Elaboración propia. .....	90
Tabla 15. Producción de energía de las diferentes plantas. Fuente: Elaboración propia. .....	91
Tabla 16. LCOE instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia ...	93
Tabla 17. LCOE instalaciones en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	93
Tabla 18. LCOE instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia....	94
Tabla 19. LCOE instalaciones en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	94
Tabla 20. Precio medio anual de la electricidad en nuestro país. Fuente: [23] .....	95
Tabla 21. VAN instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	96
Tabla 22. VAN plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	96
Tabla 23. VAN instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia. ....	97
Tabla 24. VAN plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.....	98
Tabla 25. TIR instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	98
Tabla 26. TIR plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia.....	99
Tabla 27. TIR instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia. ....	99



Tabla 28. TIR plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.....	99
Tabla 29. PRI instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia. ....	100
Tabla 30. TIR plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia.....	100
Tabla 31. PRI instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia. ....	101
Tabla 32. TIR plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.....	101



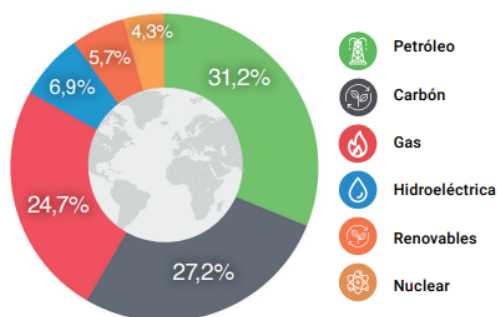
# 1. Introducción y objetivos

Actualmente vivimos en una sociedad que es totalmente dependiente de la energía, y sin la cual nos sería imposible realizar las tareas y cometidos diarios. Es por ello por lo que la generación eléctrica se haya vuelto una actividad de tan suma importancia en nuestro mundo. Sin embargo, este sector ha vivido grandes cambios en los últimos años debido a la necesidad de luchar contra el cambio climático. Por lo tanto, los objetivos que se persiguen son la reducción, principalmente del CO<sub>2</sub>, y de los demás gases de efecto invernadero, aprobando políticas para fomentar la instalación de energías renovables o imponiendo tasas a aquellas tecnologías que sigan contribuyendo con la emisión de gases de efecto invernadero.

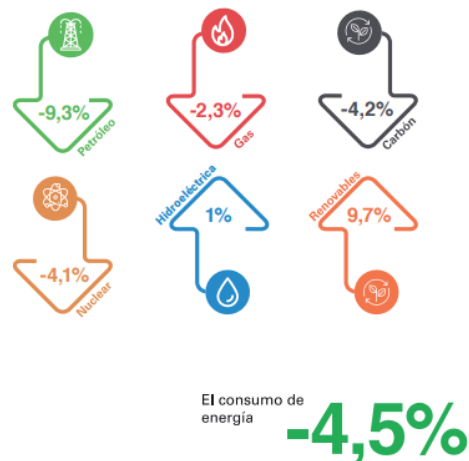
Realizar este cambio a favor de las energías renovables es complicado, aunque imprescindible, debido a las necesidades cada vez mayores de energía, el carácter intermitente de producción de las energías renovables y, de momento, la no posibilidad de almacenar energía eléctrica a gran escala. Aunque este cambio deberá ser llevado a cabo, ya que los combustibles fósiles constituyen un recurso finito, además de que, según los expertos, el cambio climático podría desembocar en una terrible crisis mundial.

A día de hoy en el mundo, según el *“Statistical Review of World Energy 2020”*, los combustibles fósiles siguen siendo la primera fuente de energía primaria con mucha diferencia con un 83,1%, mientras que la suma de las energías renovables y la hidráulica llega al 11,2%. Si sumamos la energía nuclear, las energías no renovables suponen el 88,8% del total. También el año pasado las emisiones de CO<sub>2</sub> disminuyeron un 6,3% y el consumo de energía un 4,5%, siendo el petróleo la fuente de energía con una mayor caída (9,3%) y las energías renovables fueron las que experimentaron la mayor subida (9,7%). Todo esto ocurrió de manera excepcional debido al coronavirus, ya que algo similar solo ocurrió en la Segunda Guerra Mundial.

## Mix de energía primaria mundial



## Variación del consumo de energía 2020 vs 2019



Emisiones de CO<sub>2</sub>  
CO<sub>2</sub> -6,3%

El consumo de energía  
-4,5%

Figura 1. Producción y consumo de energía primaria en el mundo en 2020. Fuente: [1]



En España el consumo de energía primaria es similar a la del resto del mundo, donde las energías no renovables suponen el 84,8%, y las renovables y la hidráulica el 15,2%. La caída de las emisiones de CO<sub>2</sub> fue mayor (18,9%) que en el mundo, y el consumo de energía registró una caída del 11,4%. El consumo de la fuente de energía que más cayó fue el carbón (53,7%), debido a las políticas de los últimos años y la que más aumentó fue la hidroeléctrica (21,5%)

### Mix de energía primaria

### Variación del consumo de energía 2020 vs 2019

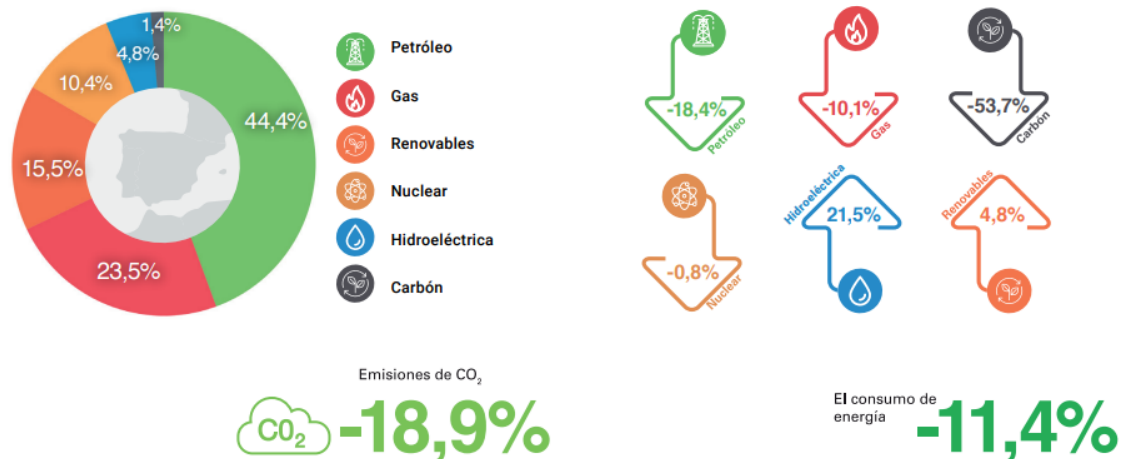


Figura 2. Producción y consumo de energía primaria en España en 2020. Fuente: [1]

Por lo que se puede observar que para revertir esta situación el reto al que nos enfrentamos es enorme, y la producción de energía mediante paneles fotovoltaicos deberá ser una parte muy importante para que se produzca este cambio.

## 1.1. Sector eléctrico en España

En los últimos años en España se han ido tomando medidas para incentivar la instalación de fuentes de energía renovable, además de un abaratamiento del coste de éstas. Todo esto sumado a las condiciones idóneas que presenta nuestro país en comparación con el resto de los países de la Unión Europea, sobre todo cuando hablamos del recurso solar, ha hecho que esta tecnología haya crecido de forma notoria en nuestro país.

En España, al final del año 2020 la potencia instalada renovable es de un 54% del total, y la potencia no renovable instalada el 46% restante. La solar fotovoltaica es la que más ha crecido en el último año, como viene siendo habitual, aumentando su potencia instalada en un 33,1%, mientras que la fuente de energía que más disminuyó fue el carbón (40,8%), la cual parece estar abocada a la desaparición.

La potencia eléctrica total instalada es de 110.839 MW, habiendo aumentado respecto a 2019 en un 0,7%.

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Total nacional	
	MW	%20/19	MW	%20/19	MW	%20/19
Hidráulica	17.096	0,0	2	0,0	17.098	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	27.031	7,1	455	4,8	27.485	7,0
Solar fotovoltaica	11.443	34,1	271	8,9	11.714	33,4
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables <sup>[1]</sup>	1.084	4,7	6	0,0	1.090	4,6
Residuos renovables	119	0,0	38	0,0	157	0,0
<b>Renovables</b>	<b>59.077</b>	<b>8,7</b>	<b>782</b>	<b>5,8</b>	<b>59.860</b>	<b>8,7</b>
Bombeo puro	3.331	0,0	-	-	3.331	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	5.492	-40,4	241	-48,5	5.733	-40,8
Fuel/gas	8	-	2.401	0,0	2.409	0,0
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.688	0,0	26.250	0,0
Cogeneración	5.661	-0,3	50	0,0	5.711	-0,3
Residuos no renovables	390	-2,4	38	0,0	428	-2,2
<b>No renovables</b>	<b>46.561</b>	<b>-7,5</b>	<b>4.419</b>	<b>-4,9</b>	<b>50.980</b>	<b>-7,2</b>
<b>Total</b>	<b>105.638</b>	<b>0,9</b>	<b>5.201</b>	<b>-3,4</b>	<b>110.839</b>	<b>0,7</b>

Figura 3. Potencia eléctrica española instalada a 31.12.2020. Fuente: [3]

En cuanto a la producción de energía eléctrica las renovables produjeron el 45,5%, un nuevo máximo histórico, superior en un 3,3% al máximo anterior que fue registrado en el 2014. Este aumento de la participación renovable se debe sobre todo al incremento de producción hidráulica y solar fotovoltaica, un 23,9 % y un 68,5 % superiores a las del año anterior, como consecuencia de las favorables condiciones climatológicas y del aumento de la potencia instalada en el sistema peninsular.

El 54,5% de generación restante se debe a energías no renovables, las cuales han disminuido un 6,6% respecto al año anterior, donde cabe destacar que la producción a partir de ciclos combinados cayó un 25% con respecto a 2019.

Además, el consumo de energía total en el año 2020 se situó en 249.991 GWh, siendo un 5,5% menos que en 2019, debido principalmente a la incidencia del coronavirus.

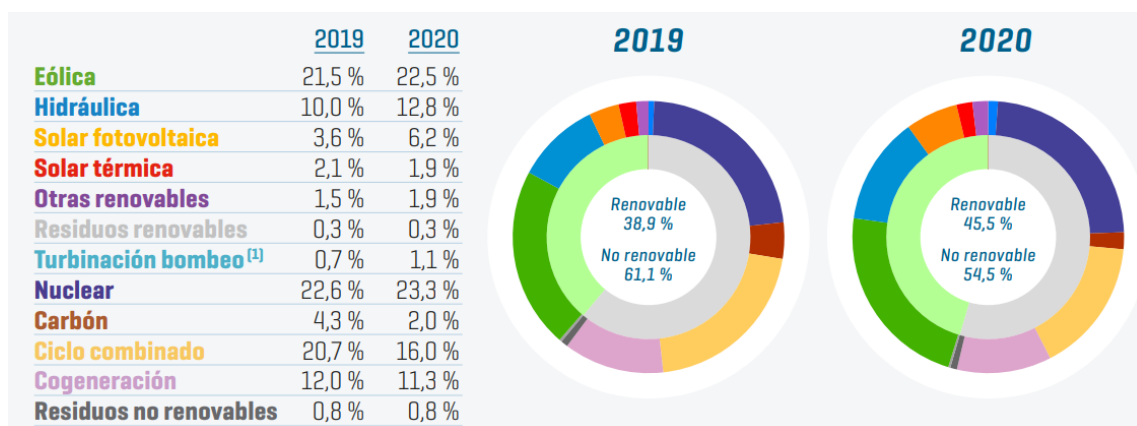


Figura 4. Estructura de la generación peninsular en el 2019 y 2020. Fuente: [3]

España es un país que presenta una elevada dependencia energética de otros países, ya que de media en los últimos años aproximadamente el 60% de la energía eléctrica consumida proviene de fuentes de energía no renovables. Esto es debido a que España no posee yacimientos propios de donde poder extraer recursos fósiles y tiene que importarlo de otros países, y por lo tanto potenciar las energías renovables es un punto a favor para reducir esta dependencia.

## 1.2. Problemática del cambio climático

Actualmente nuestra sociedad se enfrenta a grandes problemas ambientales, como son el cambio climático, los residuos, la contaminación, la deforestación, entre otros muchos, y todos causados por la actividad humana.

Uno de los más preocupantes es el cambio climático, término que hace referencia a la variación global del clima de la Tierra. A lo largo de la historia de nuestro planeta la temperatura ha ido cambiando debido a la variedad de factores producidos en todas las escalas temporales. Este fenómeno se produce tanto por causas naturales como por la influencia del ser humano, debido sobre todo a la emisión de gases de efecto invernadero.

El efecto invernadero es el fenómeno por el que la energía solar recibida en cada momento por la Tierra que proviene de la radiación solar natural no puede volver al espacio. Es decir, cuando rebota sobre la superficie terrestre se queda atrapada en la Tierra por la barrera de los gases de efecto invernadero que forman una capa que no deja que este calor se vaya.



Figura 5. Efecto invernadero. Fuente: [4]

Esto genera un desequilibrio energético, ya que las entradas de energía son mayores que las salidas, haciendo que la Tierra acumule energía y se caliente. Todo esto es a consecuencia de la acción del hombre, siendo clara la influencia humana en el sistema climático, yendo en aumento, y observándose en todos los continentes. [Fuente: 13]

Entre las desastrosas consecuencias que el cambio climático puede causar cabe destacar:

- Temperaturas más cálidas
- Derretimiento de los polos
- Cambios en los ecosistemas y desertificación

- Extinción de especies
- Fenómenos meteorológicos extremos
- Migraciones masivas

### 1.2.1. Acuerdos internacionales y nacionales para la lucha contra el cambio climático

El cambio climático es un problema global debido tanto a sus causas y a sus efectos, y es por ello por lo que ya en el siglo pasado la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, desarrollada en Río de Janeiro en 1992, reflejó el consenso internacional a la hora de abordar el problema del cambio climático. Durante su celebración se creó la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)

### 1.2.2. El protocolo de Kioto

El Protocolo de Kioto puede ser definido como la puesta en práctica de la CMNUCC. En su momento, supuso el primer compromiso a nivel global para poner freno a las emisiones responsables del calentamiento global y sentó las bases para futuros acuerdos internacionales sobre cambio climático. Aunque el Protocolo fue firmado el 16 de marzo de 1998, su entrada en vigor no se produjo hasta el 16 de febrero de 2005.

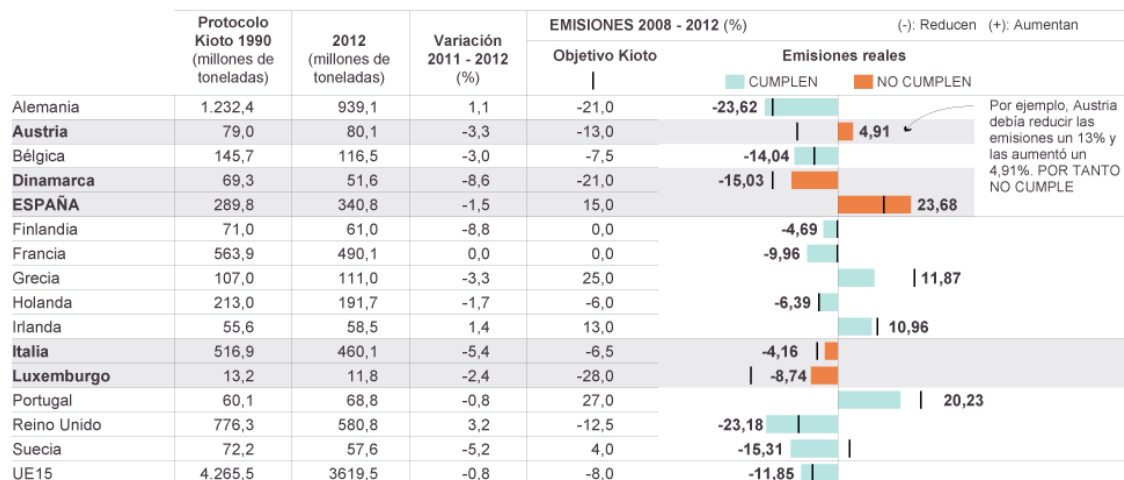


Figura 6. Emisiones de CO2 de la Unión Europea. Fuente: [5]

Únicamente ha habido 5 países de los 15, que no han logrado los objetivos de este acuerdo. España es uno de ellos, además de ser el país que más aumentó sus emisiones de CO<sub>2</sub>, aunque el objetivo general de la reducción de emisiones asumidos por los Quince, el cual era reducirlas en un 8%, si se consiguió, lográndose hasta un 11,85%.

#### 1.2.2.1. El acuerdo de París

El 12 de diciembre de 2015 se aprobó el texto del Acuerdo de París, un pacto con fuerza legal que contiene todos los elementos necesarios para construir una estrategia mundial de lucha contra el cambio climático para el periodo post 2020, ya que el período anterior

a 2020 se encuentra cubierto por la segunda fase del Protocolo de Kioto (Enmienda de Doha).

Su objetivo es limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales.

Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países se proponen alcanzar el máximo de las emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.

#### 1.2.2.2. Plan Nacional Integrado De Energía Y Clima

En España, 16 de marzo de 2021, se acuerda en el consejo de ministros “El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”, que define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética. Determina las líneas de actuación y la senda que, según los modelos utilizados, es la más adecuada y eficiente, maximizando las oportunidades y beneficios para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente; minimizando los costes y respetando las necesidades de adecuación a los sectores más intensivos en CO<sub>2</sub>.

Según el estudio realizado en el proceso de formulación del Plan, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética. 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros.

Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050. Además, se persigue alcanzar para esa fecha un sistema eléctrico 100% renovable.

### 1.3. Energía solar fotovoltaica

Se hace evidente la necesidad de cambiar nuestros hábitos de obtención de energía, para así poder mitigar los efectos del cambio climático. Una de las energías renovables más conocidas y mayormente aplicadas es la energía solar fotovoltaica, la cual puede ser una gran aliada para conseguir todos los objetivos marcados.

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados paneles fotovoltaicos. En los paneles fotovoltaicos, la radiación solar excita los electrones de un

dispositivo semiconductor generando una pequeña diferencia de potencial. La conexión en serie de estos dispositivos permite obtener diferencias de potencial mayores. Hoy en día constituyen una importante tecnología de generación eléctrica renovable. Presenta diferentes características en las que cabe destacar:

- Proceso de conversión de la energía limpio con nulo o muy pequeño impacto ambiental
- Fuente de energía inagotable a escala humana
- Ausencia de ruidos
- Elevada calidad energética
- Tecnología transferible a otros países

Este tipo de energía permite un gran número de aplicaciones ya que puede suministrar energía casi en cualquier parte del planeta. Pueden ser instalaciones aisladas, como por ejemplo en viviendas, señales, faros, pequeñas torres de telecomunicación, o también pueden ser instalaciones de gran tamaño para proporcionar electricidad a la red.

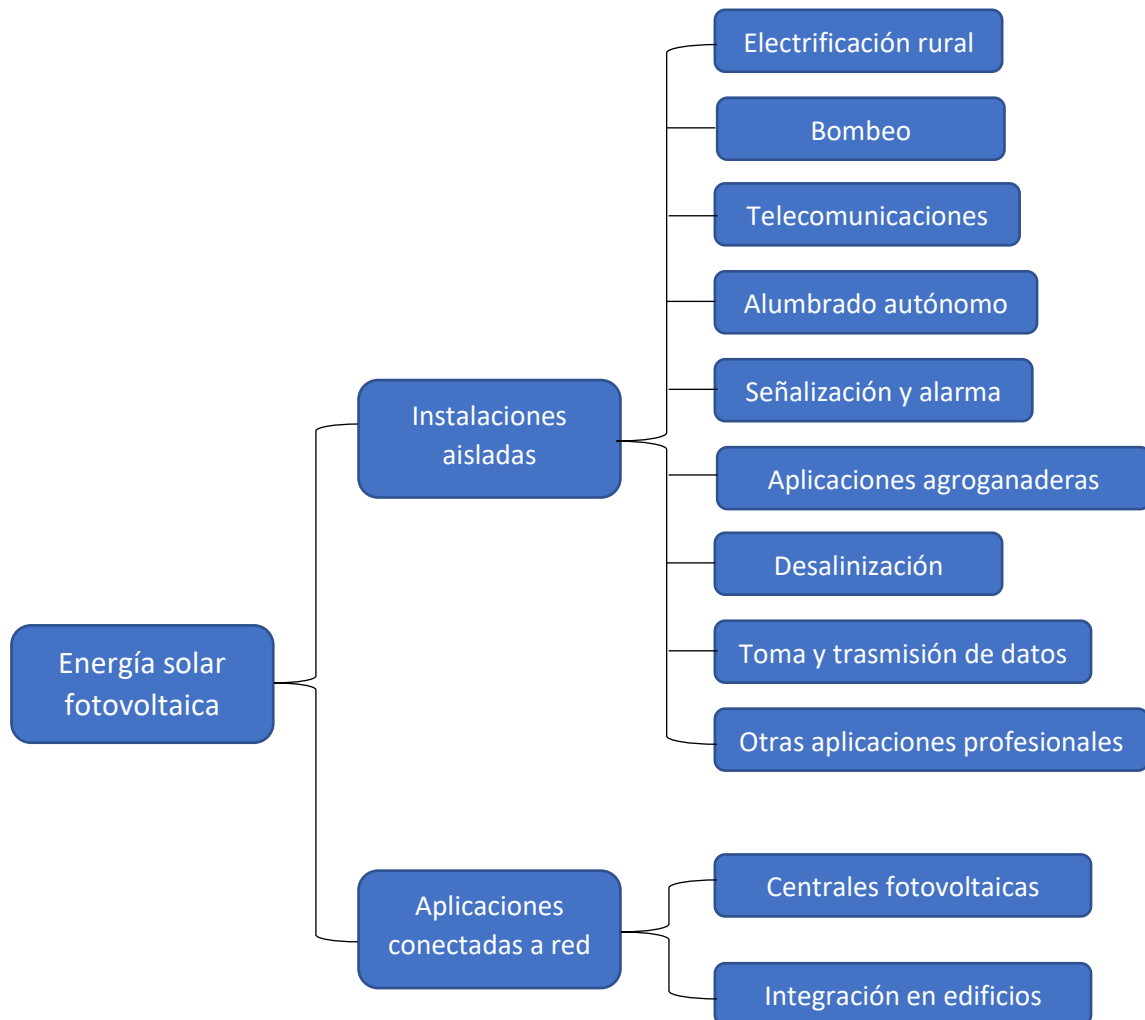


Figura 7. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica. Fuente: [2]

Cabe destacar que con el uso de esta tecnología se evita la emisión a la atmósfera de miles de toneladas de CO<sub>2</sub>. Por ejemplo, para la producción de 1 kWh a partir de gas natural se emite a la atmósfera 0,182 kg de CO<sub>2</sub>, lo que el uso de esta tecnología evitaría y poder así cumplir los diferentes acuerdos internacionales contra el cambio climático.

Las instalaciones solares fotovoltaicas flotantes usan esta la energía del sol para producir electricidad, y a diferencia de las instalaciones tradicionales en tierra presentan una serie de ventajas frente a estas, lo que está haciendo que cada vez se instalen más sistemas de este tipo.

## 1.4. Objetivos

El objeto del presente proyecto es de realizar el diseño, seleccionar los diferentes componentes, materiales y elementos de un sistema solar fotovoltaico flotante conectado a la red.

El principal inconveniente de partida con el que nos encontramos es la escasez de datos o plantas similares construidas en nuestro país. La diferencia fundamental con una instalación tradicional es la influencia que tiene el agua en dos aspectos fundamentales:

- El albedo en agua disminuye en comparación con el de tierra.
- El agua hace que disminuya la temperatura de los paneles, la cual implica un aumento de la producción.

Estos dos parámetros deberán ser determinados, y se comparará la producción de una instalación en tierra con la producción de otra idéntica, pero situada en una superficie acuosa.

En el estudio también se abordarán los siguientes aspectos:

- Funcionamiento de la tecnología solar fotovoltaica.
- Cálculo de la distribución, orientación y la inclinación óptima de los paneles.
- Diseño de una instalación flotante.
- Cálculo de la radiación solar disponible y la energía generada.
- Calcular las características técnicas de cada elemento de la instalación y su distribución física.
- Aplicar e interpretar los diferentes reglamentos y normativa de manera correcta, además de la búsqueda de ayudas públicas para la financiación del proyecto.
- Estudio de viabilidad y rentabilidad económica.

## 2. Estado del arte

En esta sección se va a poder tener conocimiento de las diferentes instalaciones fotovoltaicas, sus características y componentes, de las tecnologías actuales para la instalación de las plantas solares flotantes y su situación actual en el mundo, donde cada año la potencia instalada de este tipo de instalaciones va aumentando. Además, se realizará una comparativa entre una planta en tierra y una convencional, para poder así ver las ventajas e inconvenientes de cada una de ellas.

### 2.1. Instalación solar fotovoltaica

La instalación de este tipo de plantas no para de crecer y solo en el año 2020 se instalaron 139 GW, siendo por lo tanto una fuente de energía en auge, de la que se espera que sea de gran ayuda para la lucha contra el cambio climático. El principal crecimiento del mercado fotovoltaico global ha llegado desde el gran gigante asiático con la instalación de 48,2 GW, seguido por la Unión Europea con la puesta en marcha de 19,6 GW. Completando el pódium se encuentra Estados Unidos, que ha añadido 19,2 GW de potencia a su parque solar fotovoltaico nacional en 2020. Además, cabe destacar que la pandemia no ha afectado significativamente al desarrollo del mercado en 2020.

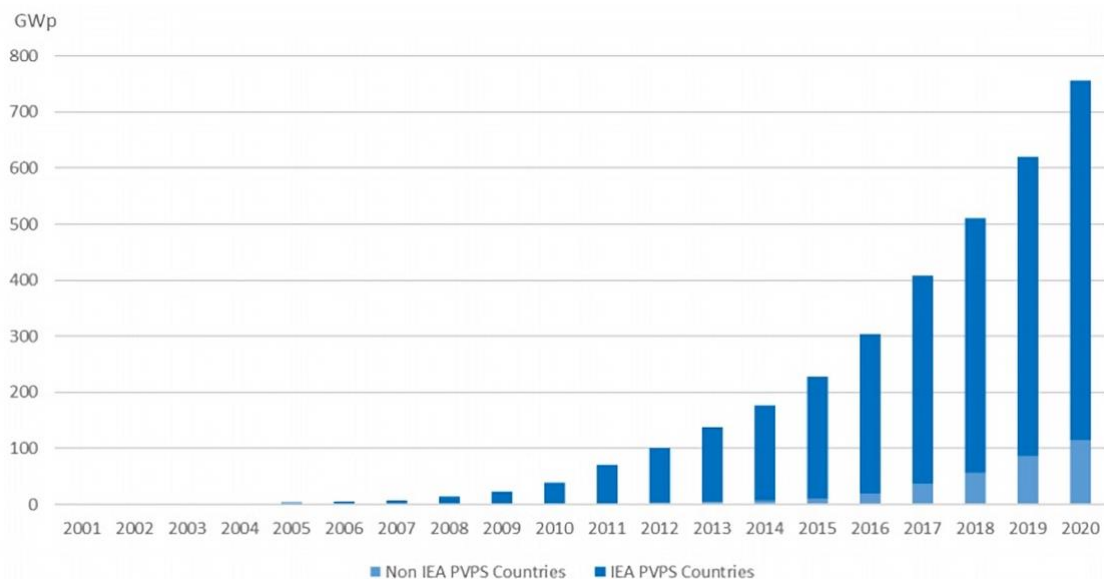


Figura 8. Evolución de la potencia instalada acumulada en todo el mundo. Fuente: [14]

Entre las instalaciones fotovoltaicas, de forma general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas aisladas de red e instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Estas últimas son prácticamente el 100% de las instalaciones que se ponen en marcha en todo el mundo.

#### 2.1.1. Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica son instalaciones donde la energía generada se vierte directamente a la red eléctrica. Este



tipo de instalación de energía solar funciona como si fuera una central de producción de electricidad. Algunas de las aplicaciones de estos sistemas pueden ser, además de plantas de producción, instalaciones de paneles solares en tejados, terrazas o su integración en edificios, siempre y cuando estos dispongan de conexión a la red de distribución eléctrica.

Tradicionalmente estos sistemas se han instalado en tierra, pero ante la escasez de terreno en algunos países y los buenos rendimientos que ofrecen las instalaciones flotantes, cada vez se instalan más megavatios de estas últimas. Los componentes de ambas plantas son prácticamente idénticos a diferencia de la estructura de soporte que se usa en un caso y en otro:

- Panel solar: son los encargados de captar la radiación solar y convertirla en corriente continua. Cuanto más alta sea la radiación y más horas de sol tengamos, más energía producirán los paneles solares de una misma potencia, pudiéndose diferenciar por su tecnología y características como más adelante se detalla.
- Inversor: es el componente necesario para transformar la corriente continua que genera la instalación solar en corriente alterna. Se fabrican específicamente para trabajar con la red eléctrica.
- Protecciones: proporcionan seguridad tanto a las personas como a los equipos de la instalación, minimizando las consecuencias de posibles contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobreintensidades y sobretensiones.
- Cableado: para transmitir la electricidad producida por los paneles hasta la red eléctrica. Para ello es necesario respetar las secciones, ya que circula corriente a muy distintas intensidades y voltajes entre los elementos citados.
- Equipos de medida: son los encargados de contabilizar la energía producida y vertida a la red además de mantener la estabilidad del sistema eléctrico.
- Centro de transformación: necesarios en la mayoría de las plantas para recoger la energía alterna que proporcionan los inversores y elevarla a media o alta tensión para poder inyectarla a la red eléctrica a la que se conecta la instalación.
- Línea eléctrica de evacuación: evacúa la energía generada por la instalación. Puede ser de baja, media o alta tensión. Esta línea normalmente es aérea, aunque podemos encontrar tramos subterráneos, y suele conectarse a una línea existente a la cual se entrega la energía generada.
- Sistema de control y monitorización: permiten registrar y visualizar los principales parámetros de funcionamiento de la instalación tales como las magnitudes eléctricas, tanto en el lado de corriente continua como en el de alterna.
- Estructuras y soporte: dispositivos que permiten sujetar con firmeza los paneles solares a la superficie en la que los vamos a situar o si se trata de una instalación flotante, asegurar la flotabilidad del panel sobre el agua. No hay que obviar tampoco la importancia de una correcta inclinación y orientación para que el rendimiento de un sistema solar sea el mejor posible.

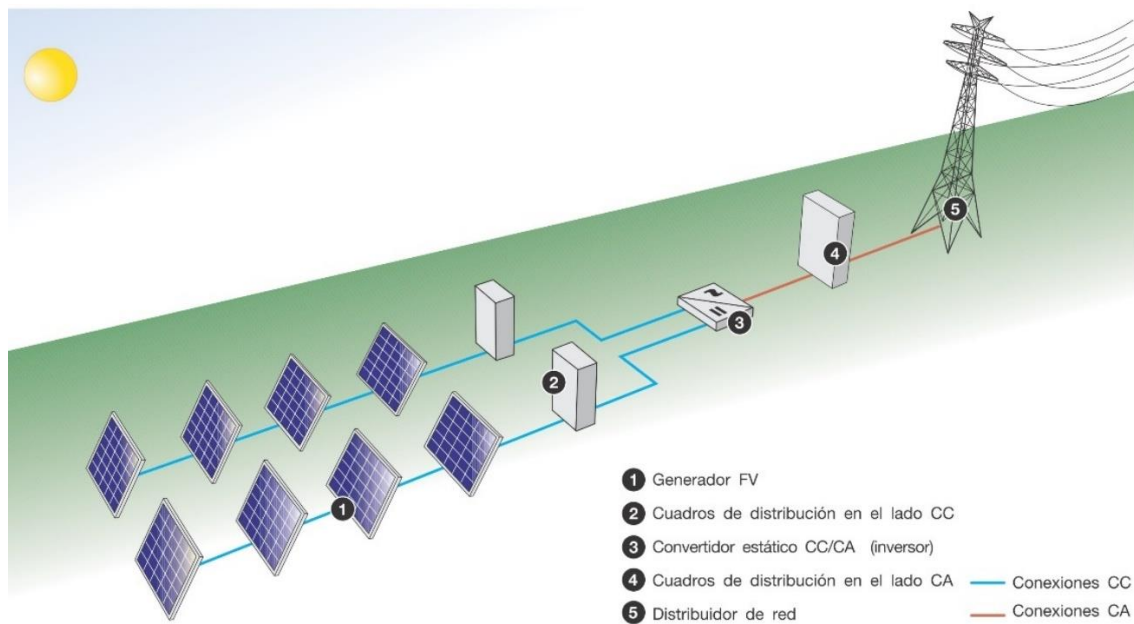


Figura 9. Esquema básico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red. Fuente: [15]

## 2.2. Paneles solares fotovoltaicos

Los paneles solares fotovoltaicos son la pieza clave en cualquier instalación fotovoltaica, ya que serán los que produzcan la energía que se verterá a la red o se consumirá.

Estos elementos tienen cada día más protagonismo en nuestras vidas, además de tener multitud de usos, tanto en el hogar como en industrias. Todo esto se debe a la transición energética, la cual está fomentando el uso de las alternativas que ayudan a reducir la huella de carbono.

Un módulo fotovoltaico, es un panel que está formado por un conjunto de células solares que se encargan de convertir directamente en electricidad los fotones que provienen de la luz del sol. Esta transformación la realiza cuando las celdas fotovoltaicas captan los fotones del sol y gracias al material semiconductor del cual están hechas transforman los fotones en electrones.

La corriente generada por las placas solares es continua, por lo que se tiene que transformar en corriente alterna a través de un inversor solar, ya que se quiere inyectar en la red.

### 2.2.1. Tipologías de paneles fotovoltaicos

Los principales tipos de placas solares fotovoltaicas son:

- Paneles de silicio monocristalino: Las células de silicio monocristalino se fabrican a partir de bloques de silicio cilíndricos llamados lingotes. Se cortan los cuatro lados del cilindro, con lo que se derrocha abundante silicio y se hacen láminas con bordes redondeados. Por tanto, los cristales tienen una pureza muy elevada, lo que provoca que el rendimiento de cada celda sea alto. Estos tienen un

rendimiento mayor que los policristalinos, siendo a nivel de laboratorio de un 24% y a escala comercial oscila entre el 17% y el 20%. Este mayor rendimiento es algo muy importante cuando no se dispone de mucha superficie para instalar paneles fotovoltaicos. A nivel operativo su vida útil también es mayor que la de los paneles policristalinos y tienen mejores valores de producción con radiación difusa, por lo que consecuentemente su precio es superior al de los policristalinos.

- Paneles de silicio policristalino: se fabrican a partir de silicio, pero se obtienen de una manera diferente a los monocristalinos, por lo que presentan un aspecto diferente, siendo un color azul más claro que el monocristalino. En este caso, para fabricar los módulos policristalinos, el silicio se funde y luego se coloca en moldes para obtener las celdas fotovoltaicas. Al fundir este material, aparecen impurezas, lo que lleva a un rendimiento inferior, estando comprendido entre un 14% y 16%, y habiéndose obtenido el máximo rendimiento en un laboratorio del 22%.
- De capa fina: el fundamento de estos paneles es depositar varias capas de material fotovoltaico en una base. Dependiendo de cuál sea el material empleado podemos encontrar paneles de capa fina de silicio amorfo (a-Si), de telururo de cadmio (CdTe), de cobre, indio, galio y selenio (GIS/CIGS) o células fotovoltaicas orgánicas (OPC)  
Dependiendo del tipo, un módulo de capa fina presenta una eficiencia entre el 7-13%. Debido a que tienen un gran potencial para uso doméstico, son cada vez más demandados, aunque su cuota de mercado no supera el 10%.

En la siguiente figura se puede apreciar las principales ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías de paneles fabricados a partir de silicio, apreciándose como las características del panel monocristalino son las más deseables para cualquier panel, a excepción de su mayor precio.

	<b>Silicio monocristalino</b>	<b>Silicio policristalino</b>	<b>Capa fina (silicio amorfo)</b>
Ventajas	$\eta$ elevada	menor coste	menor coste
	$\eta$ constante	producción más simple	influencia de la temperatura reducida
	tecnología fiable	dimensionamiento óptimo	mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	mayor energía	sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	mayores dimensiones
	cantidad necesaria para producción		coste de estructura y tiempo de montaje

Figura 10. Comparativa de las diferentes tecnologías de paneles fabricados a partir de silicio.  
Fuente: [8]

A modo resumen también se presenta en la siguiente figura la comparativa entre las diferentes tecnologías de paneles de capa fina:

	<b>GaAs (arseniuro de galio)</b>	<b>CdTe (telururo de cadmio)</b>	<b>CIS (aleación de seleniuro de indio-cobre)</b>
Ventajas	gran resistencia a altas temperaturas (adecuado para concentradores)	bajo coste	muy constante
Desventajas	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad disponibilidad de materiales	toxicidad

Figura 11. Comparativa de las diferentes tecnologías de paneles de capa fina. Fuente: [8]

### 2.3. Instalaciones solares fotovoltaicas flotantes

El primer sistema fotovoltaico flotante se construyó en 2007 en Aichi, Japón. Fue realizado por un grupo de investigadores del Instituto Nacional de Ciencia y Tecnología con el objetivo de introducir el concepto de sistemas fotovoltaicos flotantes, así como un análisis del efecto de la temperatura del módulo en el rendimiento del sistema fotovoltaico.

Sin embargo, no fue hasta 2008 cuando se construyó la primera instalación comercial. Fue un sistema de 175 kWp construido en la bodega Far Niente en California en 2008. Las instalaciones flotantes medianas y grandes (más de 1 MWp) comenzaron a surgir en 2013, pero hoy en día se desarrollan en todo el mundo.



Figura 12. Instalación en la bodega Far Niente. Fuente: [6]

En España, no fue hasta 2009 cuando la empresa CELEMIN Energy junto con la Universidad Politécnica de Valencia creó en conjunto una planta de paneles fotovoltaicos flotantes de 24 kWp para reducir la evaporación en una balsa de tratamiento de agua y que, posteriormente, sería ampliada a 300 kWp por su buen comportamiento.

En la siguiente figura, se muestra a modo de resumen las instalaciones flotantes que se realizaron entre 2007 y 2013, observándose que esta estrategia de generación sigue todavía en desarrollo, aunque cada vez son más los países que se suman a la realización de estos proyectos.

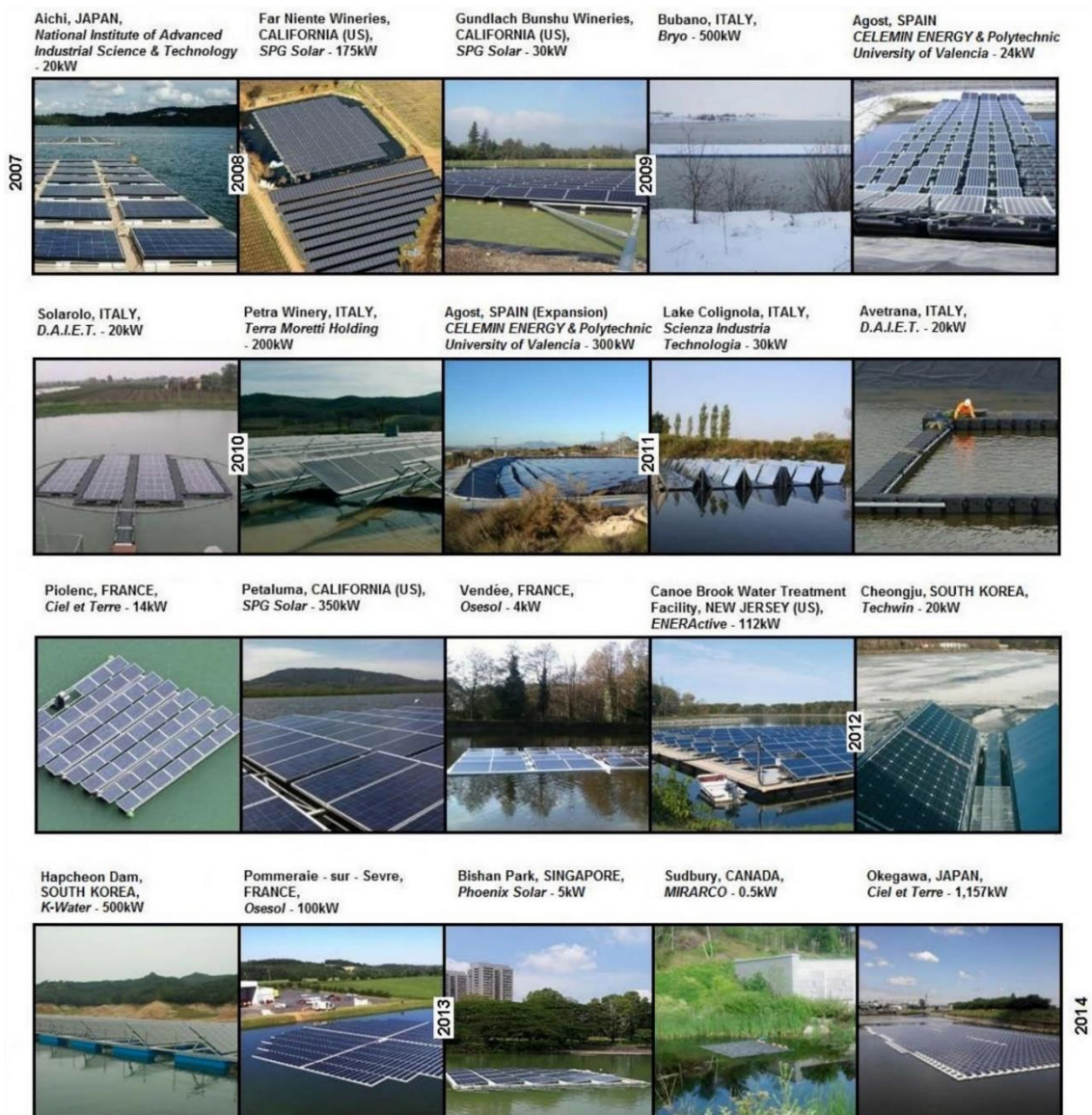


Figura 13. Instalaciones solares flotantes 2007-2013. Fuente: [7]

### 2.3.1. Sistema de flotación

Para que las instalaciones solares flotantes se puedan poner en funcionamiento en el agua, deben de llevar un sistema de flotación, siendo este la principal diferencia con las

instalaciones tradicionales en tierra. Están compuestos fundamentalmente por dos elementos:

- Pontón: es una estructura resistente que sostiene el panel solar. Se compone de una estructura y un flotador que permite la instalación del módulo fotovoltaico.
- Un sistema de amarre: es una estructura permanente utilizada para detener el libre movimiento de la estructura flotante en el agua. Esto permite ajustar las fluctuaciones del nivel del agua mientras mantiene su posición en dirección sur. La estructura flotante se puede fijar en un punto en la parte inferior de la vía fluvial, eliminando la necesidad de conectarse a la estructura flotante en la orilla. Esto se puede hacer con la ayuda del anclaje de amarre.

### 2.3.1.1. Sistema de flotación Hydrelío

En este tipo de instalaciones la elección del sistema de flotación es una parte bastante importante a la hora de diseñar la planta.

El sistema de flotación que usan la mayoría de las plantas flotantes es el sistema Hydrelío, desarrollado por la compañía Ciel & Terre. Por ejemplo, es el sistema de flotación que se usa en Umenoki, con una potencia de 7,5 MW, situada en Japón.

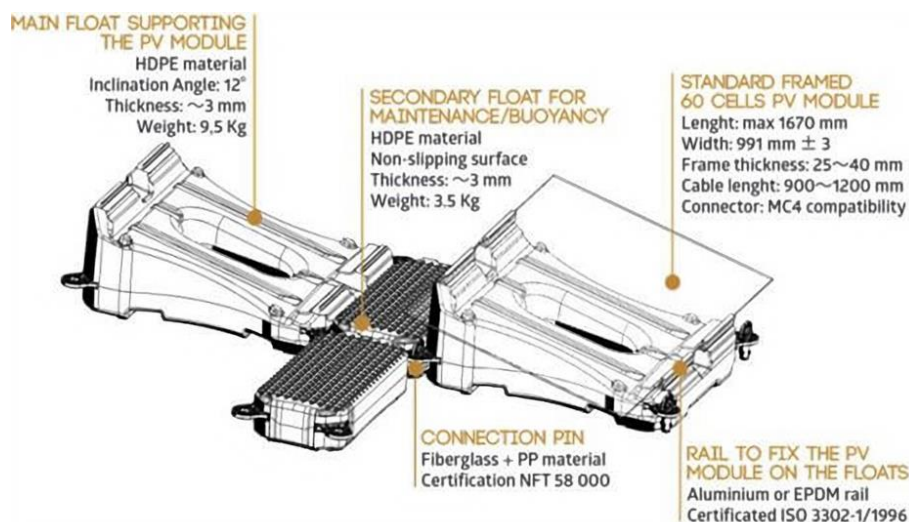


Figura 14. Sistema de flotación Hydrelío. Fuente: [9]

La estructura, diseñada para sostener los paneles fotovoltaicos sobre la superficie del agua, está formada por unos flotadores modulares de PE-HD (polietileno de alta densidad) que se encajan igual que las piezas de Lego: un sistema fiable y sencillo. El material seleccionado para tal fin, utilizado en boyas y flotadores que deben permanecer durante largos periodos de tiempo en altamar, es extremadamente resistente a los rayos ultravioleta, la corrosión, los vientos fuertes de hasta 210 km/h, las variaciones del nivel del agua y el fuerte oleaje. El sistema Hydrelío requiere poco mantenimiento, es compatible con la mayoría de los tipos de paneles solares gracias a su modularidad y es ampliable, además es igual de fácil de desinstalar: una vez desmontado, los flotadores son triturados y reciclados.

Gracias a este sistema la empresa Ciel & Terre ha pasado de pionero a líder mundial en el mercado. Ya se han instalado más de 180 proyectos fotovoltaicos flotantes en todo el mundo, principalmente en Asia, incluyendo India, Japón y China, y no se conocen datos de que algún otro sistema de flotación para instalaciones fotovoltaicas tenga mayor potencia instalada o mayor cantidad de instalaciones.

### 2.3.2. Plantas fotovoltaicas flotantes en el mundo y España

Siguiendo las tendencias de los últimos años, la tecnología fotovoltaica flotante ha seguido ganando popularidad.

A medida que la tecnología madura y se va abaratando, más países comienzan a desarrollar sus propios sistemas de instalaciones flotantes en diferentes espacios en aguas dulces y marinas. Hoy, hay operativos proyectos en presas hidroeléctricas, embalses de agua, antiguos emplazamientos mineros inundados, ríos, lagos y agua de mar cerca de la costa e incluso en alta mar.

Como resultado de la probada fiabilidad de los sistemas flotantes, el tamaño promedio de proyectos también ha aumentado en los últimos años. A finales de 2019, ya había varios proyectos operativos de fotovoltaica flotante con capacidades superiores a los 100 MW.

De acuerdo con la investigación del Instituto de Investigación de la Energía Solar de Singapur (SERIS), la capacidad mundial acumulada de FPV alcanzó más de 1.6 GW en 2019, lo que se traduce en un aumento de más del 35% en comparación con 2018.

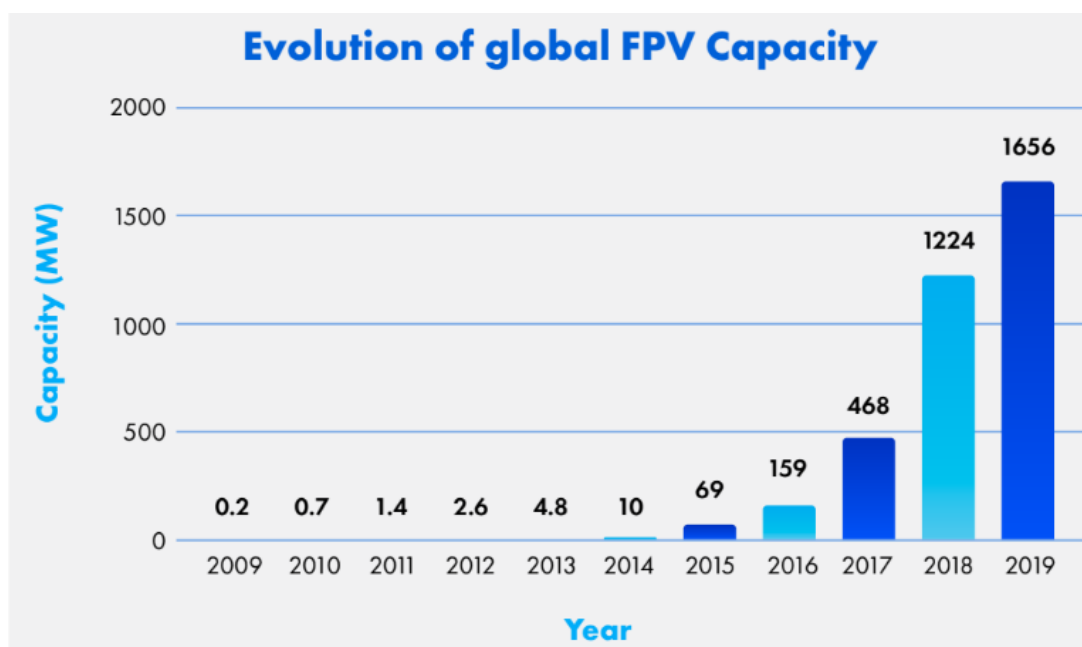


Figura 15. Evolución de la potencia fotovoltaica flotante. Fuente: [10]

En España este tipo de instalaciones tiene todavía mucho camino por recorrer. En 2019 se la Comunidad de Regantes de Mazarrón ha instalado una planta de fotovoltaica flotante de 1,8 MW sobre su embalse de agua desalada en una primera fase de

actuación que persigue la consecución de un abaratamiento del agua que se obtiene de la desaladora, y el proyecto será concluido con una segunda fase que debe elevar la actual potencia hasta los 8 MW.

En el año 2020, en Mérida, se instaló por la comunidad de regantes, otra planta de este tipo, de 500 kW. Esta planta está diseñada para abastecer una explotación agrícola, una de las aplicaciones de esta tecnología.

También en 2020 se instaló la primera planta fotovoltaica flotante conectada a red. Situada en el embalse de Sierra Brava cuenta con una potencia de 1.125 kW.

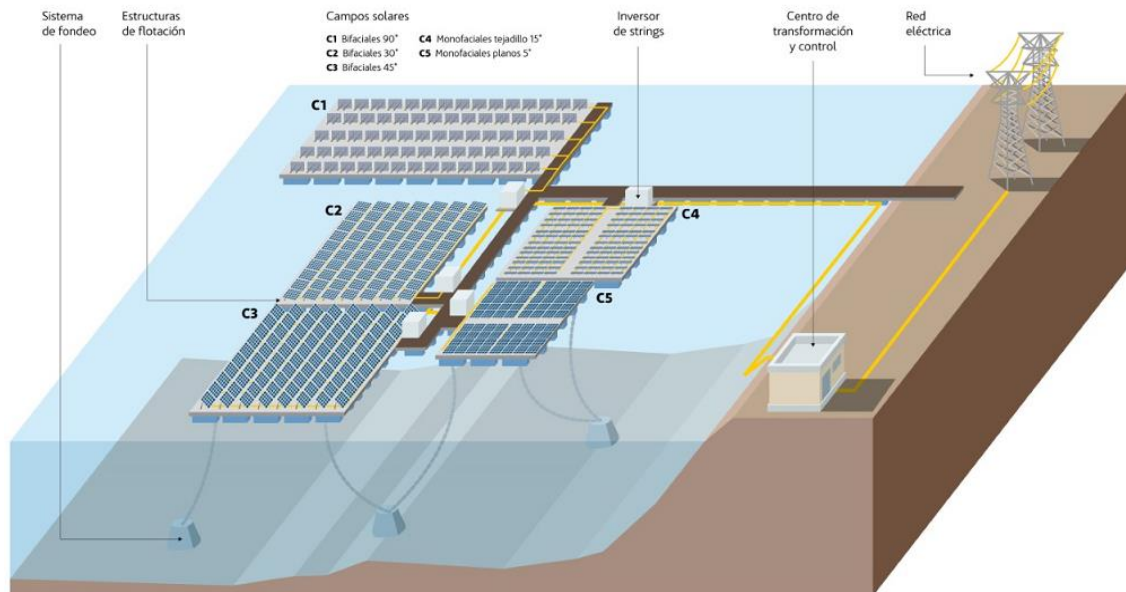


Figura 16. Planta solar flotante de Sierra Brava. Fuente: [11]

Esta planta se divide en cinco campos en los que se prueban diversos tipos de tecnologías de paneles solares y de configuraciones en cuanto a inclinación, colocación y orientación, entre otros parámetros, así como diferentes sistemas de flotación sobre el agua. Además, los datos que se recaben serán utilizados para futuras instalaciones con la finalidad de que funcione como un centro de investigación para futuras plantas flotantes.

### 2.3.3. Plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo

En el mundo la mayoría de las plantas fotovoltaicas flotantes más grandes del mundo se encuentran en el continente asiático, además de contar con alrededor del 90% de la capacidad total mundial. En la siguiente figura se muestran las 20 mayores plantas fotovoltaicas flotantes del mundo, lideradas por China, que cuenta con doce proyectos en el Top 20.



Name of plant/ region	Scale (kW)	Country	Operational Year	Floating System Provider	Continent
Guqiao Huainan/ China coal subsidence	150,000.00	China	2017	Sungrow	Asia
Anhui province	150,000.00	China	2018	Three Gorges New Energy	Asia
Xinji Huanian/ China coal subsidence	102,000.00	China	2017	Sungrow	Asia
Weishan Jining/ China large-scale waters	100,000.00	China	2018	Sungrow	Asia
Anhui Cecep	70,005.00	China	2019	Ciel & Terre	Asia
Coal mining subsidence area of Huainan City	70,000.00	China	2019	Ciel & Terre	Asia
Huancheng Jining / China coal subsidence	50,000.00	China	2018	Sungrow	Asia
Da Mi Hydropower Reservoir	47,500.00	Vietnam	2019	NA	Asia
Coal mining subsidence area of Huainan City	40,000.00	China	2016	Sungrow	Asia
Coal mining subsidence area of Huainan City	32,686.00	China	2017	Ciel & Terre	Asia
Weishan Jining/ China coal subsidence	31,000.00	China	2018	Sungrow	Asia
Xinyi/ Anhui Province/ Coal subsidence	20,000.00	China	2016	Sungrow	Asia
O'mega 1	17,000.00	France	2019	Ciel & Terre	Europe
Sekdoorn	14,500.00	Netherlands	2019	BayWa r.e + Groenleven	Europe
Yamakura solar power plant	13,744.00	Japan	2018	Ciel & Terre	Asia
Thailand JA solar (industrial reservoir)	12,500.00	Thailand	2020	NA	Asia
Pei County	9,982.00	China	2017	Ciel & Terre	Asia
Tynaarlo	8,400.00	Netherlands	2019	BayWa r.e + Groenleven	Europe
Agongdian Extension	7,674.00	Taiwan	2018	Ciel & Terre	Asia
Umenoki	7,550.00	Japan	2015	Ciel & Terre	Asia

Figura 17. Top 20 plantas solares fotovoltaicas flotantes del mundo. Fuente: [10]

Las instalaciones flotantes son todavía una tecnología que tiene que despegar y asentarse, pero que, según los últimos estudios y la tendencia de los últimos años, su crecimiento va a ser exponencial

## 2.4. Comparativa de una instalación en tierra frente a una flotante

En la actualidad, la mayor problemática que presentan las instalaciones fotovoltaicas en tierra es que necesitan mucho espacio para generar la misma electricidad que una central convencional (térmica, nuclear...etc).

Es por ello por lo que algunos países han impulsado el desarrollo de la energía solar flotante como alternativa. Desde el punto de vista de la superficie acuática disponible, las instalaciones solares sobre el agua tienen un gran potencial ya que actualmente hay más de 400,000 km<sup>2</sup> de áreas artificiales de agua.

Las grandes ventajas que cabe destacar en este tipo de instalaciones frente a las instaladas en tierra son:

- Mayor productividad: debido al enfriamiento de los módulos fotovoltaicos por el agua, generan más electricidad que los montados en el suelo o en los tejados. Se estima que aumenta la producción de energía en torno al 10%.
- Ahorro de terreno: las plantas flotantes se construyen sobre el agua y, por lo tanto, no consumen el suelo por su naturaleza, siendo una gran ventaja para países pequeños o con escasez de terreno.
- Ahorro de agua: al cubrir una superficie de agua, ayudan a evitar la pérdida de agua por evaporación.
- Mantenimiento reducido: en estas instalaciones no se necesita limpiar tan frecuentemente los paneles por acumulación de polvo como en una instalada en tierra. Además, no es necesario cortar la vegetación que normalmente crece debajo de los paneles solares instalados en el suelo y puedan dar sombra, y la preparación inicial del sitio se reduce al mínimo.
- Seguridad de la instalación: al encontrarse la instalación fotovoltaica en el agua es menos probable que los paneles y demás elementos sean sustraídos. Además de mejor resistencia a terremotos y movimientos sísmicos.
- Mayor reciclabilidad: en este tipo de instalaciones prácticamente no hay infraestructuras fijas. Por lo tanto, el uso de materiales no reciclables para sistemas solares flotantes es menor. En particular, se utiliza un mayor porcentaje de materiales 100% reciclables para la construcción de estas plantas, que son plásticos (principalmente HDPE).
- Posibilidad de acoplamiento a centrales hidroeléctricas: el acoplamiento de las instalaciones flotantes con estas centrales, donde el almacenamiento natural de agua posibilitaría aumentar el factor de capacidad de los sistemas acoplados.
- Control ambiental: una ventaja paralela es la contención del problema de la floración de algas, que es especialmente grave en los países industrializados. La cobertura parcial de las cuencas y la reducción de luz sobre incrustaciones biológicas justo debajo de la superficie, junto con los sistemas activos, puede resolver este problema.
- Instalación y desmantelamiento: las plantas fotovoltaicas flotantes son más compactas que las plantas terrestres y su construcción y desmantelamiento más



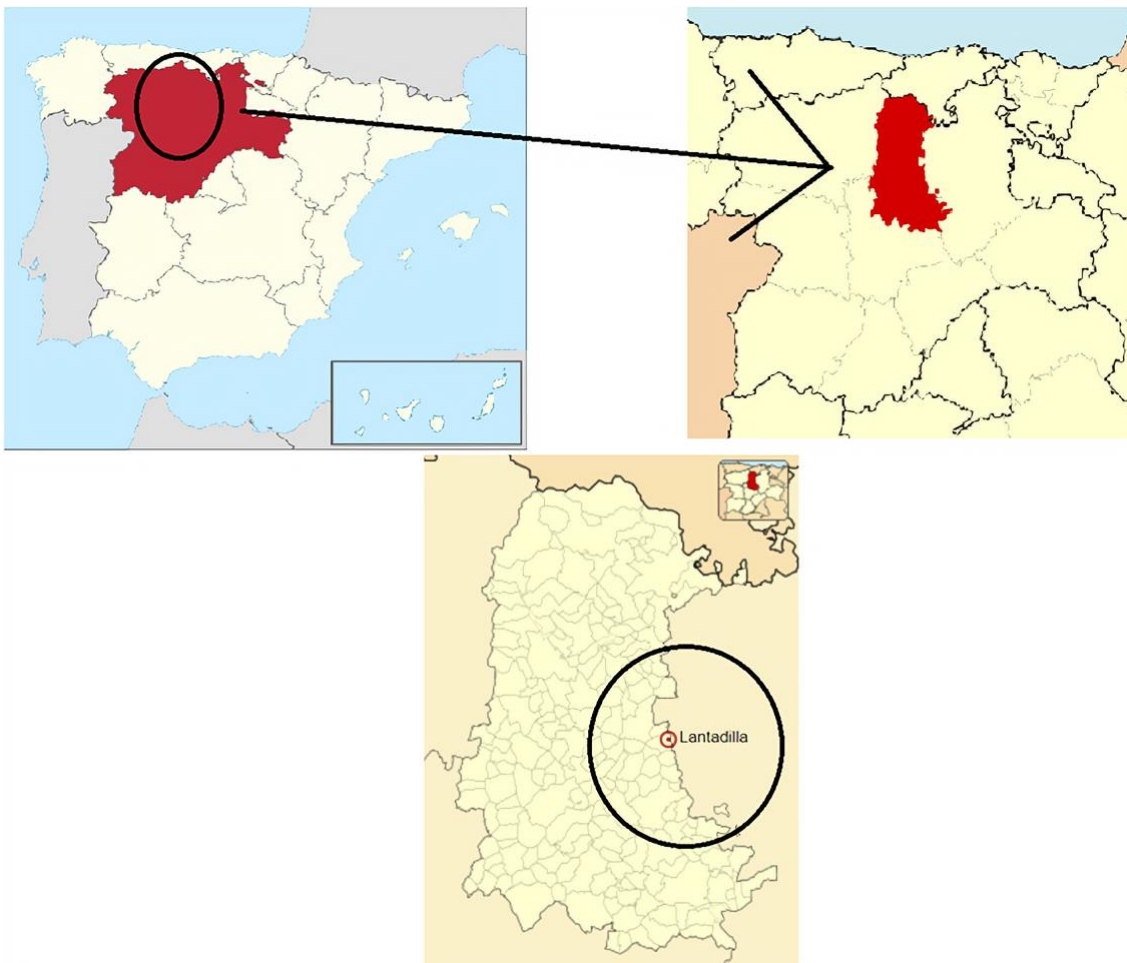
sencillo. El punto principal es que no existen estructuras fijas, y el amarre de los sistemas flotantes se puede realizar de forma totalmente reversible, a diferencia de los cimientos utilizados para una planta en tierra.

Se puede decir que las instalaciones solares flotantes son superiores a las de tierra, ya que ahorran espacio, pudiéndose aprovechar para ganadería o agricultura, producen más energía con la misma potencia y reducen la evaporación del agua cubriendo la mayoría de su superficie, limitando también el crecimiento de algas. La única contra que se encuentra respecto a las de tierra es su mayor inversión inicial debido a que los materiales, tanto del panel como del cableado, son más caros ya que deben soportar la corrosión, además del coste de todo el sistema de flotación.

### 3. Memoria técnica de diseño

#### 3.1. Ubicación y descripción del emplazamiento de las plantas

El emplazamiento propuesto, tanto para la instalación flotante como para la de tierra se encuentra en la localidad de Lantadilla, provincia de Palencia, perteneciente a la Comunidad Autónoma de Castilla y León. Este municipio está ubicado al este de la provincia.



*Figura 18. Ubicación de las plantas fotovoltaicas. Fuente: Elaboración propia*

La ubicación para la instalación flotante será la balsa del canal del río Pisuegra que se encuentra en dicha localidad, situado a las afueras del pueblo. La balsa, a su capacidad mínima, que será la situación más desfavorable, ya que es el momento en el que disponemos de menor superficie, tendrá un perímetro de 360 metros y contará con una superficie de 8.500 m<sup>2</sup>.



Figura 19. Ubicación de la planta solar flotante. Fuente: [12]

La ubicación de la instalación en tierra será una parcela muy próxima a la balsa. Este terreno tendrá una superficie total de 8.570 m<sup>2</sup> y un perímetro de 428 metros. Se ha elegido esta parcela por tener una superficie prácticamente idéntica a la balsa y para así poder tener una comparación de resultados los más exactos posible. La distancia entre ambas ubicaciones será de 270 metros.



Figura 20. Ubicación de la planta solar en tierra. Fuente: [12]

Estas ubicaciones cuentan con la ventaja de que la línea eléctrica de media tensión pasa a escasos metros de ambas localizaciones.

Además, el impacto visual que puedan causar estas plantas no se considera relevante, debido a que es una zona poco visible desde zonas de acceso público y con casi ningún tránsito de personas.

### 3.2. Descripción técnica de la instalación

Las instalaciones a proyectar serán dos plantas idénticas, estando una en tierra y la otra en agua. A su vez, cada planta serán 4 instalaciones con diferentes características, siendo cada una de 100 kW de potencia.

- Una instalación de referencia, con paneles monofaciales monocristalinos, orientada hacia el sur y con la inclinación óptima, para obtener la máxima producción de energía posible
- Una instalación con paneles bifaciales monocristalinos orientados al sur, con un ángulo de inclinación de 37°.
- Una instalación con paneles bifaciales monocristalinos orientados al sur, con un ángulo de inclinación de 90°.
- Una instalación con paneles bifaciales monocristalinos con una orientación este-oeste y un ángulo de inclinación de 90°.

Se han escogido estas plantas, paneles, inclinaciones y orientaciones con el fin de analizar la influencia que tiene el agua en la producción de electricidad en este tipo de plantas, y obtener información de las diferentes tecnologías de paneles y su funcionamiento.

Estas configuraciones están concebidas de una manera parecida a la planta flotante de Sierra Brava, en la cual, en variedad de diseños, orientaciones e inclinaciones, permitirá que las instalaciones sean evaluadas en cuanto a producción y costes, en un escenario real.

A continuación, se procede a realizar un análisis y diseño óptimo de la instalación, procediendo a hacer una selección adecuada de los componentes de la instalación, para posteriormente realizar el diseño de la misma.

#### 3.2.1. Panel fotovoltaico

Las instalaciones fotovoltaicas estarán formadas por 504 módulos monofaciales y 1512 paneles bifaciales, de 410 y 400 vatios respectivamente. Se ha elegido el fabricante Jinko Solar por ser uno de los líderes mundiales en venta de esta tecnología, estar presentes en multitud de instalaciones en todo el mundo, demostrando una fiabilidad, seguridad y rendimiento en la producción de energía eléctrica, además de tener una buena relación calidad precio.

Los modelos elegidos son el JKM410M-72H y el JKM400M-72H-TV, que se corresponden con el módulo monofacial y el bifacial respectivamente. Ambos cuentan con una eficiencia elevada, siendo del 20,38% y del 19,54% respectivamente, ya que son paneles monocristalinos.

En las siguientes imágenes vienen las características más significativas de los módulos:

Module Type	JKM410M-72H		Module Type	JKM400M-72H-TV	
	STC	NOCT		STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	410Wp	302Wp	Maximum Power (Pmax)	400Wp	297Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.68V	38.0V	Maximum Power Voltage (Vmp)	40.01V	37.64V
Maximum Power Current (Imp)	10.08A	7.94A	Maximum Power Current (Imp)	10.00A	7.89A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.6V	46.7V	Open-circuit Voltage (Voc)	48.35V	45.54V
Short-circuit Current (Isc)	10.76A	8.69A	Short-circuit Current (Isc)	10.32A	8.34A
Module Efficiency STC (%)	20.38%		Module Efficiency STC (%)	19.54%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C		Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C	
Maximum System Voltage	1000/1500VDC (IEC)		Maximum system voltage	1500VDC (IEC)	
Maximum Series Fuse Rating	20A		Maximum series fuse rating	25A	
Power Tolerance	0~+3%		Power tolerance	0~+3%	
Temperature Coefficients of Pmax	-0.35%/°C		Temperature coefficients of Pmax	-0.36%/°C	
Temperature Coefficients of Voc	-0.29%/°C		Temperature coefficients of Voc	-0.29%/°C	
Temperature Coefficients of Isc	0.048%/°C		Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C		Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C	
			Refer. Bifacial Factor	70±5%	

Figura 21. Características técnicas paneles solares. Fuente: [22]

En total, todas nuestras instalaciones contarán con un total de 144 strings, dando una potencia entre la planta flotante y la instalación en tierra de 811.440 vatios.

### 3.2.2. Inversor fotovoltaico

Para convertir la corriente continua, generada por el campo fotovoltaico, en corriente alterna se van a instalar 24 inversores de la marca HUAWEI y modelo SUN2000-30KTL de 30 kW de potencia nominal.

La amplia experiencia y fiabilidad de los inversores HUAWEI, además de su buena relación calidad precio, nos hace seleccionar esta marca y modelo. Además, este modelo se ajusta de forma óptima a la cantidad y característica de los paneles fotovoltaicos escogidos. Asimismo, cuenta en su diseño interno con protecciones frente a sobretensiones tanto en corriente continua como en alterna.

Este elemento cuenta con 3 seguidores del punto de máxima potencia con dos entradas disponibles por seguidor. El MPPT es el encargado de extraer la potencia máxima obtenible en cada momento por parte de los paneles y es un elemento fundamental para un rendimiento óptimo en la instalación.

En la siguiente tabla se muestran a modo de resumen las características técnicas más relevantes del inversor seleccionado:

Especificaciones	SUN2000-30KTL
<b>Eficiencia</b>	
Eficiencia máxima	98,6%
<b>Entrada</b>	
Máxima Tensión de Entrada	1.000 V
Máxima Intensidad por MPPT	25 A
Máxima Intensidad de Cortocircuito por MPPT	33 A
Tensión de Entrada Inicial	250 V
Rango de Tensión de Operación de MPPT	250 V ~ 950 V
Número de Entradas	6
Número de MPPTs	3
<b>Salida</b>	
Potencia nominal activa de CA	30.000 W
Máxima Potencia Aparente de CA	33.000 VA
Máxima Potencia Activa de CA (cos = 1)	30.000 W
Tensión Nominal de Salida	480 V
Intensidad Nominal de Salida	36,1 A
Máxima intensidad de salida	40 A

Tabla 1. Características del inversor

### 3.2.3. Cableado

Como norma general los conductores serán de cobre o aluminio y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5% tanto en la parte de CC como en la parte de CA, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

El cableado desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas de conexión se llevará en intemperie sobre la estructura metálica del generador fotovoltaico. Desde las cajas de conexión hasta los inversores se llevará por zanja. Desde los inversores hasta el cuadro de inversores de corriente alterna, y desde este a la acometida del transformador se realizará sobre canaleta en el interior de la caseta.

A continuación, se describe el tipo de cableado a utilizar en cada parte de la instalación fotovoltaica.

#### 3.2.3.1. Cableado en corriente continua

El cableado de corriente de continua lo constituyen las conexiones de los módulos y las líneas principales que llegan desde los módulos hasta el inversor.

Todo el cableado de continua estará compuesto por conductores flexibles de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC,



con tensión nominal no inferior a 1000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV, al aire o bajo tubo.

Las conexiones entre módulos en serie se realizarán con los cables que incorporan los paneles, los cuales disponen de conectores homologados, que evitan la posibilidad de intercambiar y producir un cortocircuito. Las 2 parejas de cables, correspondientes a los dos string de paneles que conforman un campo, se conectan a la caja de conexión. Desde esta caja de conexión y hasta el inversor, se llevarán dos cables enterrados bajo tubo.

### 3.2.3.2. Cableado en corriente alterna

El cableado de alterna empieza a la salida del inversor y termina en el punto de conexión con la red de distribución.

Todo el cableado de alterna estará compuesto por conductores flexibles de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC, con tensión nominal no inferior a 1000 V, llevándose en canaleta.

### 3.2.4. Canalizaciones y tubos de protección

Para la realización del cableado desde los generadores fotovoltaicos hasta el exterior del embalse la canalización de las líneas discurrirá por la estructura proporcionada donde se anclan los módulos y la plataforma flotante, empleándose canalizaciones de acero con capa protectora contra la oxidación de galvanizado en caliente.

El resto de canalizaciones se colocará dentro de tubo corrugado de PVC, o al aire libre, siguiendo lo dictado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

### 3.2.5. Protecciones

A la hora de diseñar correctamente una instalación fotovoltaica conectada a la red ha de garantizarse, por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red, cumpliendo lo previsto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

#### 3.2.5.1. Protecciones en el lado de corriente continua

Para esta parte de nuestra instalación, que va desde los generadores fotovoltaicos hasta los inversores, va a estar protegida con las incluidas en los equipos inversores HUAWEI, resumiendo en la siguiente tabla las protecciones de las que dispone:

Protecciones Inversor	
Interruptor de circuito de falla de arco de CC	Si, tipo I
Dispositivo de desconexión CC	Si
Protección contra funcionamiento en isla	Si
Protección contra polaridad inversa de CC	Si

Protección contra sobrecargas AC	Si
Monitoreo de fallo en string	Si
Protector contra sobretensiones CC	Si, tipo II
Protector contra sobretensiones AC	Si, tipo II
Detección de fallo de aislamiento CC	Si
Unidad de control de corriente residual	Si

Tabla 2. Protecciones en el lado de corriente continua. Fuente: Elaboración propia

### 3.2.5.2. Protecciones en el lado de corriente alterna

En el tramo que comprende desde los inversores hasta el centro de transformación se dispondrá de un cuadro de inversores, con la aparamenta necesaria para cumplir con la normativa vigente. En la siguiente tabla se muestra un resumen de las protecciones empleadas:

Cuadro de inversores	
Protecciones	Características nominales
Interruptores automáticos diferenciales	63 A y 30 mA
Protector de sobretensión	Tipo II y 1500 V
Interruptor general	600 A

Tabla 3. Protecciones en el lado de corriente alterna. Fuente: Elaboración propia

### 3.2.6. Puesta a tierra

Su objeto, principalmente, es delimitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en el material utilizado.

La parte de corriente continua de la instalación es del tipo IT cuyo significado implica que no existen conductores activos puestos a tierra. Tal y como se recoge en el reglamento esta disposición requiere de sistemas de protección frente a efectos atmosféricos, la instalación de una red equipotencial, un sistema de tierras conveniente y un controlador de aislamiento, que en este caso ya está proporcionado por el inversor.

Se conectarán todas las masas de los campos a un conductor común de cobre desnudo de 16 mm<sup>2</sup> que posteriormente irá conectado a tierra directamente mediante dos picas de 2 metros de largo y sección 16mm<sup>2</sup> de cobre.

La conexión a tierra para el tramo de corriente alterna se realizará mediante pica de tierra de 2 metros de longitud y 16 mm de diámetro, utilizando cable de 16 mm<sup>2</sup>, enterrada a una profundidad de 0,8 m. La resistencia de difusión a tierra no será superior 80 ohmios.

### 3.2.7. Estructura y anclaje

La estructura soporte tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos, así como proporcionarles una inclinación y

orientación adecuadas, para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente.

Estructura soporte realizada en acero galvanizado, tubo estructural, placas de anclaje y tornillería en acero galvanizado. Este tipo de estructura posee una larga vida útil, un mantenimiento prácticamente nulo y de gran resistencia frente a acciones agresivas de agentes ambientales.

La estructura soporte irá conectada a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas o tensiones inducidas por fenómenos meteorológicos.

Para el amarre de la estructura flotante se emplearán cabos amarrados a losas de hormigón colocadas en el fondo del embalse.

### 3.2.8. Obra civil

La obra civil de la instalación constará de dos elementos principales, la instalación de la caseta que contendrá los 24 inversores, el sistema de zanjas necesario para enterrar y conducir las líneas correspondientes, además de para el asentamiento de la valla perimetral.

La caseta estará compuesta de hormigón con rejillas de ventilación y con el calado correspondiente para la entrada y salida de los conductores enterrados.

Las zanjas se trazarán de forma directa entre los puntos de entrada y salida de las líneas por el trazado más corto. Si se requiere, el terreno sobre las canalizaciones será reforzado si así se dispone.

### 3.2.9. Valla perimetral

Se instalará una valla en todo el perímetro los módulos fotovoltaicos con malla romboidal de simple torsión de 2,5 metros de altura, fabricada con alambre galvanizado. Se dispondrá de un poste de soporte cada 4 metros y puerta de dos hojas de 3 metros.

Los postes se sujetarán mediante zapatas de hormigón al suelo.

## 4. Cálculos Justificativos

### 4.1. Dimensionamiento de los campos fotovoltaicos

El cálculo de la distribución e inclinación de nuestros módulos se realizará para los paneles monofaciales y bifaciales. Además, el dimensionamiento de los campos fotovoltaicos será idéntico para nuestra instalación en tierra y en agua.

#### 4.1.1. Orientación e inclinación de los paneles

Para que las instalaciones fotovoltaicas puedan provechar al máximo la energía solar que reciben, es fundamental definir correctamente la orientación e inclinación óptimas de estos, evitando así pérdidas indeseadas.

La orientación se define por un ángulo llamado azimut ( $\alpha$ ), el cual hace referencia al ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, considerando la orientación sur como  $0^\circ$ . Como en nuestro caso estamos en el hemisferio norte, la mayor captación de radiación solar se producirá si orientamos los paneles al sur geográfico, es decir,  $\alpha=0^\circ$ .

Con un correcto ángulo de inclinación ( $\beta$ ) de los paneles, el cual es el ángulo que forma el panel con la horizontal, se busca conseguir que la radiación solar sea lo más perpendicular posible a la superficie del panel, maximizando así en todo momento la radiación solar captada y por lo tanto la energía producida.

Para la búsqueda de dicho ángulo nos ayudaremos del programa PVsyst, el cual nos indica que para nuestra ubicación el ángulo óptimo es de  $37^\circ$ .

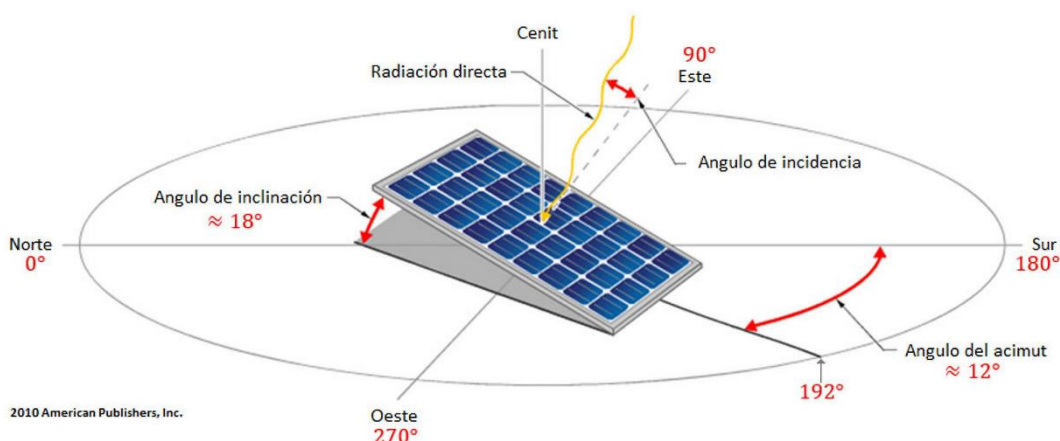


Figura 22. Orientación e inclinación de un módulo fotovoltaico. Fuente: [17]

## 4.1.2. Cálculo de la distribución y número de paneles

### 4.1.2.1. Temperatura máxima y mínima de los paneles

La temperatura a la que trabaja la célula fotovoltaica está relacionada con las temperaturas máximas y mínimas de la zona donde se sitúa la instalación, utilizando la información recogida en algún organismo oficial como AEMET, la irradiación y la temperatura de operación normal de la célula, pudiéndose obtener con la siguiente fórmula (fuente: [20]):

$$T = T_a + I \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Siendo:

- $T$  (°C): Temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas.
- $T_a$  (°C): Temperatura máximas y mínimas registradas en la zona de las instalaciones.
- $TONC$  (°C): Temperatura de operación nominal de una célula fotovoltaica en condiciones estándar de referencia que son, una irradiancia total de  $800 \text{ W/m}^2$ , espectro del Sol  $AM=1.5$ , una temperatura del aire de  $20^\circ\text{C}$ , y una velocidad de viento de  $1 \text{ m/s}$ . En nuestro caso, según el fabricante, será de  $45^\circ\text{C}$ .
- $I$  ( $\text{W/m}^2$ ): Irradiación solar medida con célula solar calibrada en CEM situada en el emplazamiento.

En nuestro caso las temperaturas máximas y mínimas históricas son, respectivamente,  $40^\circ\text{C}$  y  $-14,8^\circ\text{C}$  (fuente: [16]).

Además, para el cálculo de la temperatura de trabajo máximo de la célula se utilizará una irradiancia estándar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , y para la temperatura de trabajo mínima una irradiancia de  $100 \text{ W/m}^2$ .

$$T_{\max} = 40 + 1000 \cdot \frac{45 - 20}{800} = 71,25^\circ\text{C}$$
$$T_{\min} = -14,8 + 100 \cdot \frac{45 - 20}{800} = -11,675^\circ\text{C}$$

Estos valores son iguales para los paneles monofaciales y los bifaciales, ya que ambos tienen la misma temperatura de operación nominal.

Según la ficha de especificaciones técnicas de nuestros módulos fotovoltaicos, estos tienen un rango de operación desde  $-40^\circ\text{C}$  hasta los  $+85^\circ\text{C}$ , por lo que cumplimos con esta restricción en la ubicación de nuestras plantas.

### 4.1.2.2. Tensión máxima y mínima en los paneles

La tensión máxima que se pueda dar en nuestros paneles está relacionada con la tensión en circuito abierto, la temperatura mínima de trabajo del módulo, la temperatura

estándar de funcionamiento y el coeficiente de incremento de tensión con la temperatura, resultando la fórmula (fuente: [20]):

$$V_{oc_{max}} = V_{oc} + (T_2 - T_1) \cdot \frac{\text{Coef. Voc} \cdot V_{oc}}{100}$$

Siendo:

- $V_{oc_{max}}$  (V): Tensión a circuito abierto máxima del módulo.
- $V_{oc}$  (V): Tensión a circuito abierto del módulo.
- $T_2$  (°C): Temperatura de funcionamiento máxima y mínima que puede alcanzar el módulo.
- $T_1$  (°C): Temperatura estándar de funcionamiento, igual a 25°C.
- Coef.Voc (%/°C): Coeficiente de temperatura de Voc.

Los valores de los elementos de la fórmula son obtenidos a partir de la hoja de especificaciones de los módulos:

- Panel monofacial:

$$V_{oc_{max}} = 49,6 + (-11,675 - 25) \cdot \frac{-0,29 \cdot 49,6}{100} = 54,88 \text{ V}$$

- Panel bifacial:

$$V_{oc_{max}} = 48,35 + (-11,675 - 25) \cdot \frac{-0,29 \cdot 48,35}{100} = 53,49 \text{ V}$$

Para el cálculo de la tensión mínima del módulo fotovoltaico se deberá tener en cuenta el voltaje en máxima potencia, la temperatura máxima de trabajo del módulo, la temperatura estándar de funcionamiento y el coeficiente de incremento de tensión con la temperatura, resultando la fórmula (fuente: [20]):

$$V_{mp_{min}} = V_{mp} + (T_2 - T_1) \cdot \frac{\text{Coef. Voc} \cdot V_{oc}}{100}$$

Siendo:

$V_{mp_{min}}$  (V): Tensión mínima del módulo.

$V_{mp}$  (V): Voltaje que producirá el módulo a máxima potencia en condiciones estándar del módulo.

Los valores de los elementos de la fórmula son obtenidos a partir de la hoja de especificaciones de los módulos:

- Panel monofacial:

$$V_{mp_{min}} = 40,68 + (71,25 - 25) \cdot \frac{-0,29 \cdot 49,6}{100} = 34,03 \text{ V}$$

- Panel bifacial:

$$V_{mp_{min}} = 40,01 + (71,25 - 25) \cdot \frac{-0,29 \cdot 48,35}{100} = 33,53 \text{ V}$$

#### 4.1.2.3. Intensidad máxima en los paneles

La intensidad máxima que se puede dar en nuestros paneles está relacionada con la intensidad de cortocircuito, la temperatura máxima de trabajo del módulo, la temperatura estándar de funcionamiento y el coeficiente de temperatura de la intensidad de cortocircuito, resultando la fórmula (fuente: [20]):

$$I_{módulo_{max}} = I_{sc} + \frac{K_{isc}}{100} \cdot I_{sc} \cdot (T_{max} - T_1)$$

Siendo:

- $I_{sc}$  (A): Intensidad de cortocircuito del módulo.
- $T_{max}$  (°C): Temperatura de funcionamiento máxima que puede alcanzar el módulo.
- $T_1$  (°C): Temperatura estándar de funcionamiento, igual a 25°C.
- $K_{isc}$  (%/°C): Coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$ .

Los valores de los elementos de la fórmula son obtenidos a partir de la hoja de especificaciones de los módulos:

- Panel monofacial:

$$I_{módulo_{max}} = 10,76 + \frac{0,048}{100} \cdot 10,76 \cdot (71,25 - 25) = 11 \text{ A}$$

- Panel bifacial:

$$I_{módulo_{max}} = 10,32 + \frac{0,048}{100} \cdot 10,32 \cdot (71,25 - 25) = 10,55 \text{ A}$$

#### 4.1.2.4. Número máximo y mínimo de paneles en serie

Para calcular el número máximo de paneles en serie que se podrá instalar en las plantas fotovoltaicas, se realizará el cociente la tensión máxima en el punto de máxima potencia del inversor, y la tensión máxima que pueden ser generadas por los paneles. Como nuestro inversor es el mismo, tanto para la planta con panel monofacial y las plantas con módulos bifaciales, el valor de la tensión en el punto de máxima potencia del inversor será la misma en ambos casos.

- Panel monofacial:

$$N^{\circ} \text{ paneles máximo} = \frac{V_{inv}(MP_{max})}{V_{oc_{max}}} = \frac{950}{54,88} = 17,31 \text{ paneles}$$

- Panel bifacial:

$$N^{\circ} \text{ paneles máximo} = \frac{V_{inv}(MP_{max})}{V_{oc_{max}}} = \frac{950}{53,49} = 17,76 \text{ paneles}$$

Para calcular el número mínimo de paneles por inversor que se podrá instalar en las plantas fotovoltaicas, se realizará el cociente entre la mínima tensión en el punto de

máxima potencia del inversor, y la tensión mínima que pueden ser generadas por los paneles.

- Panel monofacial:

$$N^{\circ} \text{ paneles mínimo} = \frac{V_{inv}(MP_{min})}{V_{mp_{min}}} = \frac{250}{34,03} = 7,35 \text{ paneles}$$

- Panel bifacial:

$$N^{\circ} \text{ paneles mínimo} = \frac{V_{inv}(MP_{min})}{V_{mp_{min}}} = \frac{250}{33,53} = 7,47 \text{ paneles}$$

#### 4.1.2.5. Número máximo de strings en paralelo por MPPT

El número de strings máximos en paralelo se obtiene con el cociente entre la intensidad máxima admisible por el inversor en el punto de máxima potencia, frente a la intensidad máxima que puede ser suministrada por los módulos.

La intensidad máxima admisible por el inversor en el punto de máxima potencia se obtiene de la hoja de características del mismo, que será de 25 A, por lo que resulta:

- Panel monofacial

El número de strings máximos en paralelo es:

$$N^{\circ} \text{ max strings paralelo} = \frac{I_{max \text{ inversor}}}{I_{módulo_{max}}} = \frac{25}{11} = 2,27 \text{ strings}$$

Por lo que se obtiene un máximo de 2 strings por MPPT.

- Panel bifacial

Al ser el mismo inversor, la intensidad máxima admisible en el punto de máxima potencia es la misma y se obtienen:

$$N^{\circ} \text{ max strings paralelo} = \frac{I_{max \text{ inversor}}}{I_{módulo_{max}}} = \frac{25}{10,55} = 2,37 \text{ strings}$$

Por lo que se obtiene un máximo de 2 strings por MPPT.

#### 4.1.3. Número de inversores de las instalaciones fotovoltaicas

La elección del número de inversores se hace en relación con:

- La relación de potencia CC/AC recomendada no debe exceder el valor de 1,2.
- Instalar más de un inversor, ya que sino el fallo del inversor supone el fallo de toda la planta.
- Asegurar, con la ayuda del programa PVsyst, que la pérdida por sobrecarga sea del 0%.



Como se ha comentado anteriormente, se ha elegido un inversor con una potencia nominal de 30 kW y con 3 MPPT para todas las plantas.

#### Instalación con paneles monofaciales

Se instalarán 3 inversores, buscándose que en las condiciones estándar de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos puedan recibir un 15% más de su potencia nominal:

$$P_{inv} = 30 \text{ kWp} \cdot 1,15 = 34,5 \text{ kWp}$$

Para obtener el número de paneles que deberán ir conectados a cada inversor, se divide la potencia anteriormente obtenida entre la potencia de cada módulo:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{34,5}{0,41} = 84,14 \text{ paneles}$$

Se obtienen 84 paneles por inversor. Teniendo en cuenta que cada inversor tiene 3 MPPT, y cada uno admite como máximo 2 strings, resulta que el número de strings por inversor será de 6.

#### Instalaciones con paneles bifaciales

Se instalarán 3 inversores, buscándose que en las condiciones estándar de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos puedan recibir un 15% más de su potencia nominal:

$$P_{inv} = 30 \text{ kWp} \cdot 1,15 = 34,5 \text{ kWp}$$

Para obtener el número de paneles que deberán ir conectados a cada inversor, se divide la potencia anteriormente obtenida entre la potencia de cada módulo:

$$N^{\circ} \text{ paneles} = \frac{34,5}{0,40} = 86,25 \text{ paneles}$$

Se obtienen 86 paneles por inversor. Teniendo en cuenta que cada inversor tiene 3 MPPT, y cada uno admite como máximo 2 strings, resulta que el número de strings por inversor será de 6.

#### 4.1.4. Número de paneles en serie seleccionados

En primer lugar, se debe diferenciar entre los dos tipos de panel:

- Panel monofacial

El resultado de módulos máximos en serie obtenidos es de 17,31 paneles, teniéndose que adoptar un número entero. Este número se obtendrá de dividir el número de paneles obtenidos por inversor entre el número de strings, resultando:

$$N^{\circ} \text{ paneles serie} = \frac{84}{6} = 14 \text{ paneles}$$

Es necesario verificar que la tensión de circuito abierto máxima del ramal sea inferior a la tensión máxima de entrada del inversor en corriente continua:

$$N^{\circ} \text{ paneles serie} \cdot Voc_{\max} < V_{\max} \text{ inversor} = 14 \cdot 54,88 = 768,32 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

Por lo tanto, estando en la condición más extrema y desfavorable, nuestra instalación cumple las condiciones.

- Panel bifacial

El resultado de módulos máximos en serie obtenidos es de 17,76 paneles, teniéndose que adoptar un número entero. Este número se obtendrá de dividir el número de paneles obtenidos por inversor entre el número de strings, resultando:

$$N^{\circ} \text{ paneles serie} = \frac{86}{6} = 14,33 \text{ paneles}$$

Por lo que se instalarán 14 paneles por string, resultando finalmente que a cada inversor estén conectados 84 paneles.

Es necesario verificar que la tensión de circuito abierto máxima del ramal sea inferior a la tensión máxima de entrada del inversor en corriente continua:

$$N^{\circ} \text{ paneles serie} \cdot Voc_{\max} < V_{\max} \text{ inversor} = 14 \cdot 53,49 = 748,86 \text{ V} < 1000 \text{ V}$$

Por lo tanto, estando en la condición más extrema y desfavorable, nuestra instalación cumple las condiciones.

#### 4.1.5. Potencia pico de las instalaciones

La potencia pico para todas las instalaciones será el producto del número de módulos elegidos por su potencia pico, resultando:

##### Instalación con paneles monofaciales

El número de módulos se obtiene con el número de strings y los paneles en serie de cada string:

$$n^{\circ} \text{ módulos} = n^{\circ} \text{ strings} \cdot n^{\circ} \text{ módulos string} = 18 \cdot 14 = 252$$

Resultando la potencia pico:

$$P_p = P_{\max} \text{ módulo} \cdot n^{\circ} \text{ módulos} = 410 \cdot 252 = 103.320 \text{ W}$$

##### Instalaciones con paneles bifaciales

El número de módulos se obtiene con el número de strings y los paneles en serie de cada string:

$$n^{\circ} \text{ módulos} = n^{\circ} \text{ strings} \cdot n^{\circ} \text{ módulos string} = 18 \cdot 14 = 252$$

Resultando la potencia pico:

$$P_p = P_{\max} \text{ módulo} \cdot n^{\circ} \text{ módulos} = 400 \cdot 252 = 100.800 \text{ W}$$

#### 4.1.6. Distancia entre filas de paneles

Un factor muy importante en el diseño de plantas fotovoltaicas es calcular la distancia mínima que debe existir entre las diferentes filas de módulos, evitando la proyección de sombras mutuas, lo que conduciría a pérdidas en la producción de energía eléctrica, además de para optimizar el espacio de la instalación.

Si se dejase más separación de la necesaria, conduciría al desaprovechamiento del terreno, de modo que se reduciría así la eficiencia de la planta y la producción de energía eléctrica y consecuentemente llevaría a un incremento en el tiempo de retorno de la inversión inicial.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE, en su Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, establece una fórmula para calcular la distancia mínima de paneles con orientación sur. Según ésta, la distancia mínima deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, resultando que la distancia mínima entre la base inferior de los paneles vendrá dada por la siguiente expresión:

$$d \geq d_1 + d_2$$

Donde  $d_1$  debe ser igual o superior al valor obtenido con la siguiente fórmula:

$$d_1 \geq \frac{h}{\tan(61 - \varnothing)}$$

Además,  $d_2$  y  $h$  resultan ser:

$$d_2 = L \cdot \cos(\beta)$$

$$h = L \cdot \sin(\beta)$$

Siendo:

- L (m): Longitud del panel.
- $\varnothing$  (°): Latitud del emplazamiento, siendo en este caso 42,35°.

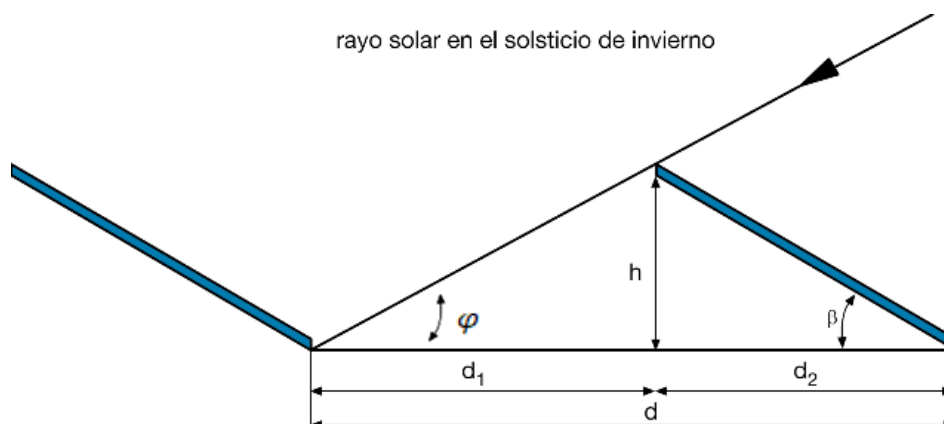


Figura 23. Esquema para el cálculo de la distancia mínima entre filas de paneles. Fuente: [18]

Para la obtención de la separación mínima de nuestros paneles orientados este-oeste se determinará el ángulo de elevación del sol en el solsticio de invierno, garantizando un mínimo de 4 horas de sol. En primer lugar, calcularemos la declinación del día con la siguiente fórmula (fuente: [21]):

$$\varphi = 23,45^\circ \cdot \sin \frac{360 \cdot (d_n + 284)}{365}$$

Siendo:

- $\varphi$ : Declinación del día.
- $d_n$ : Número del día dentro del año. En nuestro caso será el solsticio de invierno correspondiendo al día 355 del año.

$$\varphi = 23,45^\circ \cdot \sin \frac{360 \cdot (355 + 284)}{365} = -23,45$$

El ángulo de elevación del sol viene dado por (fuente: [21]):

$$\sin \gamma = \sin \varphi \cdot \sin \emptyset + \cos \varphi \cdot \cos \emptyset \cdot \cos w$$

Siendo:

- $\gamma$  (°): Ángulo de elevación del sol.
- $w$  (°): Hora solar. En nuestro caso hemos elegido asegurar las 4 horas de sol entre las 11 de la mañana y las 3 de la tarde, es decir, entre las 10 y las 14 hora solar.  $w$  valdrá  $-30^\circ$  y  $+30^\circ$ .

Sustituyendo los valores se obtiene un valor de  $\gamma = 18,61^\circ$ . Este será el valor con el que el sol incidirá sobre los paneles. Por lo tanto, la fórmula para calcular la distancia mínima será idéntica a la fórmula de los paneles orientados al sur cambiando únicamente su denominador:

$$d \geq d_1 + d_2$$

$$d_1 \geq \frac{h}{\tan \gamma}$$

Estas fórmulas también son aplicables para calcular la distancia mínima de las vallas de nuestro recinto, solo que en este caso las multiplicaremos por un coeficiente reductor de 0,75 por no estar totalmente orientadas hacia los puntos cardinales, no ser cuerpos sólidos como los módulos fotovoltaicos y un mejor aprovechamiento del terreno.

En nuestro caso se montará un panel encima del otro. Los resultados obtenidos para los diferentes paneles que conforman la instalación están resumidos en la siguiente tabla, siendo válidos para la instalación de tierra y la flotante.

	Longitud/altura (m)	Distancia mínima (m)	Distancia adoptada (m)
Panel monofacial	4,016	10,368	10,5
Panel bifacial a 37°	4,062	10,487	10,6

Panel bifacial a 90°	4,062	12,075	12,1
Panel bifacial este-oeste 90º	4,062	12,103	12,2
Valla Sur	2,5	5,56	5,6
Valla este-oeste	2,5	5,6	5,7

Tabla 4. Distancia mínima entre elementos de la instalación. Fuente: Elaboración propia.

## 4.2. Cálculo de secciones

En este apartado se realizará el cálculo de las secciones de los conductores de nuestras instalaciones aplicando para ello dos criterios de cálculo: el criterio térmico y el criterio de caída de tensión. Se usará la conductividad del cobre y del aluminio en condiciones de máxima temperatura (90°C):

$$\sigma_{Cu} = 44 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega}$$

$$\sigma_{Al} = 27 \frac{\text{m}}{\text{mm}^2 \cdot \Omega}$$

Todos los cálculos serán válidos para la planta situada en tierra y la flotante.

### Criterio térmico

El criterio térmico o de máxima intensidad admisible, supone que la sección del cable soporte la corriente máxima que va a pasar por él de tal forma que los aislamientos de los conductores no se degraden y no haya riesgo de incendio. En este caso debe ser tal que presente una intensidad máxima admisible un 25% mayor que la máxima intensidad que puede darse en dicho tramo de cableado, según UNE 60364-7-712.

Para consultar estas intensidades admisibles de las secciones se tendrán en cuenta lo establecido en la ITC-BT-06, ITC-BT-07, la ITC-BT-18, la ITC-BT-19, ITC-BT-40, la norma UNE-EN 50618 y la norma UNE-HD 60634-5-52, aplicando los diferentes factores de corrección cuando sea necesario, resultando la expresión para obtener la corriente máxima corregida:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_n}$$

Siendo:

- I (A): Intensidad máxima de diseño corregida.
- I<sub>max</sub> (A): Intensidad máxima de diseño.
- K<sub>n</sub>: Factor o factores de corrección aplicables en el tramo de estudio.

A partir de esta expresión, sacamos el valor de I<sub>z</sub>, que es la intensidad máxima que puede circular por el conductor, teniendo que ser menor que I, consultando las diferentes guías en función de la instalación que estemos realizando.

### Criterio de caída de tensión

La sección de los conductores también viene impuesta por la máxima caída de tensión admisible en la red. El valor máximo de caída de tensión, para cableado de continua es de 1,5% para todo el tramo (fuente: [18]). El valor máximo de caída de tensión para el cableado de alterna es de un 1,5% (fuente: [18]).

Este criterio establece un valor máximo de caída de tensión en el tramo de cableado que se está dimensionando. Fijada la longitud del tramo de cable, es la sección del mismo la que se relaciona con el límite de caída de tensión impuesto.

La expresión que permite obtener la sección mínima de cableado es:

#### Corriente continua:

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V}$$

#### Corriente alterna:

$$S_{CA, trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V}$$

Siendo:

- L (m): Longitud del conductor en el tramo de estudio.
- P (W): potencia máxima que recorre el tramo de estudio.
- $\Delta V$  (V): Caída de tensión máxima admitida en el tramo de estudio.
- $\sigma \left( \frac{m}{mm^2 \cdot \Omega} \right)$ : Conductividad del conductor en condiciones de estudio.
- V (V): Tensión en el tramo de estudio.

#### 4.2.1. Cableado en corriente continua

Este tramo de la instalación incluye desde el generador fotovoltaico hasta el inversor y estará dividida en tres tramos:

- Tramo 1: Conexión de los módulos en serie.
- Tramo 2: Conexión del string hasta la caja de conexión.
- Tramo 3: Conexión de las cajas de conexión hasta los inversores.

Todas las secciones seleccionadas en este apartado serán de aluminio.

Para la aplicación del criterio térmico se deberán tener en cuenta dos factores de corrección, quedando la expresión de la intensidad máxima corregida:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_1 \cdot K_2}$$

Siendo:

- $K_1$ : factor a aplicar por agrupación de cables según Tabla B.52.17 de UNE-HD 60364-5-52.

- $K_2$ : factor de corrección por temperatura de operación distinta a  $60^\circ\text{C}$  (máxima temperatura de operación de nuestro inversor), para el caso de una temperatura de operación de  $90^\circ\text{C}$  este factor resulta de 0,75 según Tabla A.4 de UNE-EN 50618.

#### 4.2.1.1. Cableado del conexionado de los módulos en serie

La sección para el conexionado de los distintos módulos que se disponen en serie está determinada por el fabricante de los módulos, que proporciona un valor de sección de  $4\text{mm}^2$  de aluminio. Además, la potencia proporcionada por el fabricante es la que hay entre bornes de los cables, por lo que no habrá caída de tensión.

#### 4.2.1.2. Cableado del string hasta la caja de conexión

Este tramo comprende desde el final de cada string hasta la caja de conexiones de continua, situada en la estructura soporte de los módulos.

##### Criterio térmico

La corriente máxima que circulará por un string es igual a la que genera un solo panel al estar conectados todos en serie. La máxima corriente que discurrirá por cada string será igual a la corriente de cortocircuito de uno de los paneles.

El valor de  $K_1$  se considerará para las condiciones del tramo final, en el cual se encuentran 2 circuitos agrupados.

El valor de este coeficiente resulta ser de 0,80 para el caso de 2 circuitos sobre superficie, según Tabla B.52.17 de UNE HD 60364-5-52.

Instalación con panel monofacial:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1,25 \cdot 10,76}{0,8 \cdot 0,75} = 22,42 \text{ A}$$

Instalaciones con panel bifacial:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1,25 \cdot 10,32}{0,8 \cdot 0,75} = 21,5 \text{ A}$$

Por lo que la sección de  $4 \text{ mm}^2$  es válida.

##### Criterio de caída de tensión

La longitud en este tramo será desde la conexión del módulo más próximo hasta la caja de conexiones. La configuración del conexionado de los paneles de un string, permite que los dos cables resultantes del string (positivo y negativo), queden en el mismo extremo del string y junto a la caja de conexiones, siendo la longitud en este caso de 2 metros.

La potencia máxima que recorre cada string será igual a la potencia de un módulo, que se toma como la potencia de este en el punto de máxima potencia, multiplicado por el número de paneles que conforman un string.

Para el valor de la caída de tensión máxima en voltios admitida en cada string se ha decidido tomar el valor de 0,25% sobre la tensión total producida por el string.

La tensión del string será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie por la tensión de cada uno, que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia.

Por lo que la sección mínima finalmente resulta:

Instalación con panel monofacial:

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 5740}{\frac{0,25}{100} \cdot 569,52 \cdot 27 \cdot 569,52} = 1,05 \text{ mm}^2$$

Instalación con panel bifacial:

$$S_{CC} = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V} = \frac{2 \cdot 2 \cdot 5600}{\frac{0,25}{100} \cdot 560,14 \cdot 27 \cdot 560,14} = 1,06 \text{ mm}^2$$

Por lo tanto, la sección de 4 mm<sup>2</sup> cumple, siendo la caída de tensión real del 0,07%.

#### 4.2.1.3. Cableado de las cajas de conexión hasta los inversores

Este tramo comprende desde la salida de las cajas de conexión hasta los inversores que se encuentran en la caseta de inversores y apartamento de corriente alterna.

##### Criterio térmico

La máxima corriente que recorrerá este conexionado será la que circulará por cada agrupación de 2 strings, que será el número de strings por la corriente de cortocircuito.

El factor de corrección K<sub>1</sub> tendrá un valor de 0,7, ya que al final del tramo de conexiones se agruparán 3 cables, por lo que:

Instalación con panel monofacial:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 10,76}{0,7 \cdot 0,75} = 51,24 \text{ A}$$

Instalaciones con panel bifacial:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 10,32}{0,7 \cdot 0,75} = 49,14 \text{ A}$$

A partir de este valor y teniendo en cuenta que, según la norma, el cable enterrado bajo tubo se corresponde con el método de instalación D, y consultando la tabla: intensidades admisibles en amperios para temperatura de 25°C en el terreno de la



norma UNE 20560-5-523, se obtiene que el cable inmediatamente superior que cumple con esta corriente es de 10 mm<sup>2</sup> de sección.

### Criterio de caída de tensión

Para obtener las longitudes de las diferentes cajas de conexión se ha medido sobre plano y se ha aplicado un factor de seguridad del 10%, resumiéndose en la siguiente tabla, diferenciándose los paneles por:

- M: Instalación con panel monofacial.
- BO: Instalación con panel bifacial a 37°.
- BS90: Instalación con panel bifacial a 90°.
- BEO90: Instalación con panel bifacial a 90° este-oeste.

Siendo el campo, el número de strings o string del que parte cada caja de conexión.

Tipo panel	M	BO	BS90	BEO90
Campo	Longitud (m)			
1	44,55	32,45	6,6	160,6
2	64,35	52,8	20,35	180,95
3	92,95	72,6	40,7	174,35
4	112,75	84,15	60,5	190,85
5	132,55	104,5	80,3	188,1
6	152,9	124,3	92,4	204,6
7	152,9	124,3	92,4	204,6
8	139,7	144,1	112,2	199,65
9	139,7	144,1	112,2	213,4

Tabla 5. Longitudes entre las cajas de conexión y los inversores. Fuente: Elaboración propia.

La potencia máxima para cada campo será la potencia que genera cada módulo por el número de módulos que componen el campo.

Para el valor de la caída de tensión máxima en voltios admitida en cada campo se ha decidido tomar el valor de 1,40% sobre la tensión total producida por el campo.

La tensión del campo será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie por la tensión de cada uno, que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia.

El resultado se muestra en la siguiente tabla:

Tipo panel	M	BO	BS90	BEO90
Campo	Sección calculada (mm <sup>2</sup> )			
1	8,34	6,13	1,25	30,33
2	12,05	9,97	3,84	34,18
3	17,41	13,71	7,69	32,93
4	21,11	15,89	11,43	36,05
5	24,82	19,74	15,17	35,53
6	28,63	23,48	17,45	38,64
7	28,63	23,48	17,45	38,64

<b>8</b>	26,16	27,22	21,19	37,71
<b>9</b>	26,16	27,22	21,19	40,30

Tabla 6. Cálculo de secciones según el criterio de caída de tensión. Fuente: Elaboración propia.

Unificando los dos criterios obtenemos las secciones finales para nuestras instalaciones:

Tipo panel	M	BO	BS90	BEO90
<b>Campo</b>	<b>Sección seleccionada (mm<sup>2</sup>)</b>			
<b>1</b>	10	10	10	35
<b>2</b>	16	10	10	35
<b>3</b>	25	16	10	35
<b>4</b>	25	16	16	50
<b>5</b>	25	25	16	50
<b>6</b>	35	25	25	50
<b>7</b>	35	25	25	50
<b>8</b>	35	35	25	50
<b>9</b>	35	35	25	50

Tabla 7. Secciones finales entre la caja de conexiones y los inversores. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.2.2. Cableado en corriente alterna

Este tramo de la instalación incluye desde el inversor hasta el transformador y estará dividida en dos tramos:

- Tramo 1: Conexionado desde los inversores hasta el cuadro de los inversores.
- Tramo 2: Conexionado desde el cuadro de los inversores hasta el transformador.

Todas las secciones seleccionadas en este apartado serán de cobre.

Para la aplicación del criterio térmico se deberán tener en cuenta cuatro factores de corrección, quedando la expresión de la intensidad máxima corregida:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P}$$

Siendo:

- $K_T$ : Coeficiente de corrección debido a la temperatura.
- $K_R$ : Coeficiente de corrección debido a la resistividad térmica.
- $K_A$ : Coeficiente de corrección debido al agrupamiento.
- $K_P$ : Coeficiente de corrección debido a la profundidad.

##### 4.2.2.1. Cableado desde los inversores hasta el cuadro de inversores

Este tramo discurre desde la salida de cada uno de los inversores, hasta los cuadros de inversores.

#### Criterio térmico

La máxima corriente que recorrerá este conexionado será la corriente máxima en corriente alterna que producirá el inversor.

Todos los factores de corrección serán igual a la unidad, por lo que resulta para todas las instalaciones:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P} = \frac{1,25 \cdot 40}{1} = 50 \text{ A}$$

Consultando la Tabla A de la ITC-BT-19, y teniendo en cuenta que, según la norma, el cable en montaje superficial se corresponde con el método de instalación B1 y con aislamiento de XLPE, se obtiene una sección de 10 mm<sup>2</sup>.

### **Criterio de caída de tensión**

La longitud de este conexionado será de 5 metros y la potencia será la potencia nominal que produce el inversor.

Para el valor de la caída de tensión máxima en voltios admitida se ha decidido tomar el valor de 0,75% sobre la tensión proporcionada por el inversor.

El voltaje será el correspondiente al proporcionado por el inversor, resultando finalmente:

$$S_{CA, trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 30.000}{\frac{0,75}{100} \cdot 480 \cdot 44 \cdot 480} = 3,42 \text{ mm}^2$$

Por lo que la sección elegida por el criterio térmico sigue valiendo.

#### 4.2.2.2. Cableado desde el cuadro de inversores hasta el transformador

Este tramo discurre desde los cuadros de inversores hasta la acometida en el cuadro general.

### **Criterio térmico**

La máxima corriente que recorrerá este conexionado será corriente máxima en corriente alterna que producirán los inversores de todas las plantas.

Todos los factores de corrección serán igual a la unidad, por lo que resulta para todas las instalaciones:

$$I_{corr} = \frac{1,25 \cdot I_{max}}{K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P} = \frac{1,25 \cdot 40 \cdot 12}{1} = 600 \text{ A}$$

Consultando la Tabla A de la ITC-BT-19, y teniendo en cuenta que, según la norma, el cable en montaje superficial se corresponde con el método de instalación B1 y con aislamiento de XLPE, se obtiene una sección de 500 mm<sup>2</sup>.

### **Criterio de caída de tensión**

La longitud de este conexionado será de máximo 3 metros y la potencia será la suma de las potencias nominales de cada inversor.

Para el valor de la caída de tensión máxima en voltios admitida se ha decidido tomar el valor de 0,75% sobre la tensión proporcionada por el inversor.

El voltaje será el correspondiente al proporcionado por el inversor, resultando finalmente:

$$S_{CA, trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3 \cdot 12 \cdot 30.000}{\frac{0,75}{100} \cdot 480 \cdot 44 \cdot 480} = 24,61 \text{ mm}^2$$

Por lo que la sección elegida por el criterio térmico sigue valiendo.

### 4.3. Tubos de protección

Únicamente el cableado irá dentro de tubo corrugado de PVC en el tramo que comprende entre las cajas de conexión y los inversores. Para obtener los diámetros de tubo necesarios se consulta el REBT garantizándose así el cumplimiento de la normativa correspondiente, más concretamente a la ITC-BT-21, tabla 9.

Tipo panel	M	BO	BS90	BEO90
<b>Campo</b>	<b>Diámetro exterior de los tubos (mm)</b>			
<b>1</b>	63	63	63	90
<b>2</b>	63	63	63	90
<b>3</b>	90	63	63	90
<b>4</b>	90	63	63	110
<b>5</b>	90	90	63	110
<b>6</b>	90	90	90	110
<b>7</b>	90	90	90	110
<b>8</b>	90	90	90	110
<b>9</b>	90	90	90	110

Tabla 8. Diámetro exterior de los tubos de protección. Fuente: Elaboración propia

### 4.4. Protecciones eléctricas

A continuación, se recogen los cálculos para el dimensionado y la posterior selección de los distintos elementos de protección necesarios en la instalación.

#### 4.4.1. Protecciones en el lado de corriente continua

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre el generador fotovoltaico y los inversores.

#### 4.4.1.1. Protección frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones

Todas estas funciones serán llevadas a cabo por el inversor, el cual presenta en su diseño protecciones frente a este tipo de fallos, como ya se comentó en el apartado 3.2.4.1 del presente trabajo.

#### 4.4.1.2. Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

El módulo fotovoltaico se conectará a tierra en modo flotante, esquema IT (los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos.

Para este tipo de esquemas de puesta a tierra, la norma UNE-HD 60364-4-41:2010 establece las prescripciones mínimas a cumplir por un sistema puesto a tierra por medio de esquema IT.

En primer lugar, todas las masas de la instalación fotovoltaica deberán conectarse a tierra ya sea individualmente o en conjunto.

Se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$R_A \cdot I_d \leq 120 V$$

Siendo:

- $R_A$  ( $\Omega$ ): suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de puesta a tierra.
- $I_d$  (A): corriente de defecto en el caso de una primera falta franca entre un conductor y masa.

Se puede calcular, despreciando la resistencia de puesta a tierra y la de los conductores, lo que proporciona un grado de seguridad adicional, del siguiente modo.

$$I_d = \frac{V_N}{R_{ais}}$$

Siendo:

- $V_N$  (V): tensión máxima que puede aparecer en instalaciones fotovoltaicas, al tratarse de instalaciones generadoras en B.T. el límite será de 1000 V.
- $R_{ais}$  ( $\Omega$ ): resistencia de aislamiento. Se trata del valor de la resistencia entre cualquiera de los conductores activos y masa, este debe ser por reglamento como mínimo de 1 M $\Omega$ .

Por lo tanto, resulta que la corriente de defecto es de 1 mA, por lo que para cumplir la condición impuesta por la norma se requiere una resistencia de puesta a tierra de 120 k $\Omega$ . Este valor resulta mucho mayor al que pueda presentar cualquier método de conexión a tierra.

Además, teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18 la sección de los conductores de puesta a tierra será:

- Puesta a tierra del generador fotovoltaico: se conectarán todas las masas de los campos a un conductor común de cobre desnudo de 16 mm<sup>2</sup> que posteriormente irá conectado a tierra directamente mediante dos picas de 2 metros de largo y sección 16mm<sup>2</sup> de cobre.

En segundo lugar, en el caso de una instalación con esquema de puesta a tierra IT, un primer defecto no es peligroso pues no genera tensiones de defecto, por lo que no se requiere de un interruptor de desconexión ante la detección de faltas. Sin embargo, para garantizar la seguridad de las personas, se debe lograr la equipotencialidad de todas las masas. Esta condición se obtiene al poner a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación.

En tercer lugar, se colocará un controlador de aislamiento, este dispositivo debe avisar de una primera falta y permitir la desconexión para evitar que se produzca una segunda falta que ya daría lugar a tensiones de defecto peligrosas. Esta función será realizada por el variador de la instalación.

En cuarto lugar, deberán existir dispositivos que eliminen una eventual segunda falta por cortocircuitos, prescripciones con las que la instalación cumple, gracias a los sistemas que incorporan los inversores.

#### 4.4.2. Protecciones en el lado de corriente alterna

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre los inversores y el transformador.

##### 4.4.2.1. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

Se instalarán interruptores a la salida de cada inversor y un interruptor automático general.

El límite de intensidad de corriente admisible en un conductor quedará garantizado por un dispositivo de protección que estará constituida por un interruptor automático con una curva térmica de corte adecuada a la intensidad de cortocircuito que pueda presentarse. Para conseguir dicho objetivo, se usarán las siguientes expresiones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \qquad I_2 \leq n \cdot I_n$$

Siendo:

- $I_b$  (A): Intensidad nominal.
- $I_n$  (A): Calibre del interruptor o fusible.
- $I_z$  (A): Intensidad admisible por el conductor.
- $I_2$  (A):  $1,45 \cdot I_n$ , si se utiliza un interruptor automático normalizado (hasta 125 A).
- $I_2$  (A):  $1,3 \cdot I_n$ , si se utiliza un interruptor automático normalizado (mayor que 125 A).

Si agrupamos la expresión 1ª y 2ª, la fórmula resultante que obtenemos:

$$I_b \leq I_n \leq \frac{1,45}{n} \cdot I_z$$

Las condiciones que debe tener el interruptor para actuar frente a cortocircuitos deben ser:

$$PdC > I_{ccmax}$$

$$I_m > I_{ccmin}$$

$$I_m = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}}$$

Siendo:

- PdC (kA): Poder de corte del interruptor automático.
- I<sub>ccmax</sub> (kA): Corriente de cortocircuito máxima (al comienzo del cable).
- I<sub>ccmin</sub> (kA): Corriente de cortocircuito mínima (al final del cable).
- I<sub>m</sub> (kA): Corriente de disparo magnético.
- t (s): Tiempo máxima que el conductor soporta la corriente máxima.
- K: Constante del conductor. Para el caso de cable de cobre con aislamiento de XLPE:  $k = 143$
- S (mm<sup>2</sup>): Sección del conductor.

Resultando, además:

$$I_{ccmax} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot Z_{cc}}$$

$$I_{ccmin} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot Z}$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$R = \frac{L}{\sigma \cdot S} \quad X = 0,1 \cdot R$$

Siendo:

- S<sub>n</sub> (W): Potencia nominal de la instalación.
- V (V): Tensión proporcionada por el inversor.
- Z (Ω): Impedancia de la línea.
- R (Ω): Resistencia.
- X (Ω): Reactancia.

### Interruptores a la salida de los inversores

En primer lugar, calculamos el calibre entre el que debe estar el interruptor magnetotérmico, siendo la corriente nominal la intensidad máxima proporcionada por el inversor resultando:

$$40 \leq I_n \leq 95$$

La intensidad de cortocircuito máxima se dará en bornes del transformador, teniendo este una potencia nominal de 400 kVA, y un valor estándar de la impedancia de cortocircuito de 0,06.

$$I_{ccmax} = \frac{400.000}{\sqrt{3} \cdot 480 \cdot 0,06} = 8,02 \text{ kA}$$

La intensidad de cortocircuito mínima para este tramo será, teniendo en cuenta también la impedancia del transformador:

$$R = 5,68 \text{ m}\Omega \quad X = 35,13 \text{ m}\Omega \quad Z = 35,58 \text{ m}\Omega$$

$$I_{ccmin} = \frac{480}{\sqrt{3} \cdot 0,03558} = 7,79 \text{ kA}$$

La corriente máxima que resiste nuestro conductor durante la actuación de la protección, que consideraremos de 0,1 segundos:

$$I_m = \frac{143 \cdot 10}{\sqrt{0,1}} = 4,52 \text{ kA}$$

Por lo tanto, hay que aumentar la sección, que será suficiente con 25 mm<sup>2</sup>.

Luego teniendo en cuenta los valores normalizados, se selecciona un magnetotérmico de intensidad nominal de 63 A y con un poder de corte de 10 kA.

### Interruptor general

En primer lugar, calculamos el calibre entre el que debe estar el interruptor magnetotérmico, siendo la corriente nominal la suma de la máxima corriente proporcionada por todos los inversores, resultando:

$$480 \leq I_n \leq 706$$

La intensidad de cortocircuito mínima para este tramo será, teniendo en cuenta también la impedancia del transformador y del tramo anterior será:

$$R = 5,80 \text{ m}\Omega \quad X = 35,70 \text{ m}\Omega \quad Z = 36,18 \text{ m}\Omega$$

$$I_{ccmin} = \frac{480}{\sqrt{3} \cdot 0,03618} = 7,60 \text{ kA}$$

La corriente máxima que resiste nuestro conductor durante la actuación de la protección, que consideraremos de 0,1 segundos:

$$I_m = \frac{143 \cdot 500}{\sqrt{0,1}} = 226,1 \text{ kA}$$

Luego teniendo en cuenta los valores normalizados, se selecciona un magnetotérmico de intensidad nominal de 600 A y con un poder de corte de 10 kA.



#### 4.4.2.2. Protección frente a contactos directos e indirectos

Para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, se instalarán junto a los interruptores magnetotérmicos, interruptores diferenciales. Su intensidad nominal será del mismo calibre que los interruptores magnetotérmicos y tendrán una sensibilidad de 30 mA.

#### 4.4.2.3. Protección frente a sobretensiones

La sobretensión es un aumento de tensión eléctrica. Puede ser peligroso para cualquier equipo eléctrico o electrónico si supera su tensión máxima diseñada. Dependiendo de su duración se denomina transitoria (pico de tensión) o permanente (aumento de tensión). Las causas de las sobretensiones pueden ser naturales (por rayos) o humanas (fallos en conexionado del neutro).

Es por ello que, se instalará un protector de sobretensión de Clase I+II a la salida de cada inversor.

#### 4.4.2.4. Puesta a tierra

Se va a seguir un esquema TT, con las masas de los equipos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

A continuación, se procederá al cálculo de la resistencia de puesta a tierra de las masas de corriente alterna. Estos cálculos se realizan conforme a la guía de la ITC-BT-18 del REBT, garantizándose el cumplimiento de la normativa aplicable.

Al instalarse un interruptor diferencial, la corriente de defecto máxima que podrá darse en la instalación vendrá limitada por la sensibilidad del mismo.

La resistencia máxima admisible de la puesta a tierra será:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I_{dif}}$$

Siendo:

- $U_L$  (V): tensión de contacto límite convencional. Se tomará el valor para el caso de locales especiales/húmedos de 24 V por estar en el exterior.
- $I_{dif}$  (mA): sensibilidad del interruptor diferencial. Su valor es de 30 mA.

Por consiguiente, resulta un valor máximo de resistencia de 800  $\Omega$ .

Hay que analizar la longitud requerida en el caso de utilizar una pica única como electrodo de puesta a tierra de la parte de esta parte. La resistencia ofrecida por una pica vertical viene dada por la expresión siguiente.

$$R_{pica} = \frac{\rho}{L}$$

Siendo:

- $\rho$  ( $\Omega \cdot m$ ): Resistividad del terreno. Este valor se encuentra tabulado en función del tipo de terreno, en la Tabla 4 de la ITC-BT-18, teniendo en cuenta la ubicación de la instalación se puede considerar terrenos cultivables poco fértiles, correspondiendo un valor de entre 500  $\Omega \cdot m$ .
- $L_{pica}$  (m): Longitud de la pica instalada.

Si se tiene en cuenta la condición de que la resistencia ofrecida por la pica deberá ser como máximo la admisible, 800  $\Omega$ , la longitud requerida de pica es de mínimo 0,625 m.

La sección requerida por las picas se seleccionará de entre los valores comerciales teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18. Esta indica que para el caso de picas verticales de acero-cobre debe cumplirse que el diámetro exterior debe ser mayor o igual a 14,2 milímetros. Además, recomienda instalarla a una profundidad de 0,8 m medidos desde su parte superior. En cuanto a la sección del cable de protección, según la Tabla 2 de la ITC-BT-18 deberá ser la mitad de la sección de los conductores de fase.

Por lo que finalmente para la puesta a tierra de las masas de corriente alterna se conectará la salida de los inversores por medio de un conductor de 16 mm<sup>2</sup> y una pica vertical de longitud comercial superior a 0,625 m y diámetro exterior mayor o igual a 14,2 milímetros, que irá enterrada a una profundidad de 0,8 m.

#### 4.5. Estructura soporte y sistema de flotación

Debido a que se tiene una instalación en tierra y otra flotante para poder compararlas, se deberán calcular y elegir estructuras totalmente diferentes para ambas plantas.

##### 4.5.1. Estructura soporte para la instalación en tierra

Para esta instalación la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos deberá soportar las acciones consideradas en el Código Técnico de la Edificación, Seguridad Estructural, Acciones en la Edificación y CTE-SE-AE, que son:

###### 4.5.1.1. Acciones gravitatorias

Las acciones gravitatorias son las producidas por las cargas que actúan gravitacionalmente sobre la estructura. Serán consideradas tres acciones:

- Peso propio: Se corresponde con el propio peso de la estructura soporte. Dependerá de las dimensiones y materiales de las que esté constituida la estructura que se seleccione.
- Carga permanente: Se trata de la carga correspondiente a todos los elementos que se sustenten en la estructura. Particularmente se corresponde a la carga de los módulos fotovoltaicos. El peso del panel monofacial y bifacial es de 22 y 23,3 kg respectivamente. Sus valores de peso por superficie serán 10,93 y 11,38 kg/m<sup>2</sup>

respectivamente. Por motivos de seguridad se ha considerado estimar el valor de dicha carga en  $15 \text{ kg/m}^2$ .

- **Sobrecarga de nieve:** Es el peso de la nieve que podría llegar a depositarse sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos. El Código Técnico, establece una sobrecarga de nieve en función de la situación de la instalación y de la altitud de la misma. Para el área geográfica de nuestra instalación que es la zona 3, se obtiene un valor de  $0,5 \text{ kN/m}^2$ , lo cual equivale aproximadamente a  $50 \text{ kg/m}^2$ .

#### 4.5.1.2. Acciones de viento

Como cabe suponer, la acción del viento será la de mayor relevancia. La estructura de soporte de los módulos fotovoltaicos se corresponde con una marquesina a un agua. Según el Código Técnico de la Edificación, se pueden calcular las acciones de viento en una estructura de tipo marquesina a un agua, según la expresión:

$$q_v = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Siendo:

- $q_b$  ( $\text{kg/m}^2$ ): Presión dinámica. Se determina en función de la zona básica del viento donde se sitúe la instalación. Nuestra instalación se localiza en la zona climática B, donde la velocidad básica del viento es de  $27 \text{ m/s}$ , lo que corresponde a una presión dinámica de  $45,6 \text{ kg/m}^2$ .
- $c_e$ : Coeficiente de exposición.
- $c_p$ : Coeficiente de presión exterior.

Para obtener el valor del coeficiente de exposición se utiliza la expresión:

$$c_e = F \cdot (F + 7 \cdot k)$$

Siendo "F" y "k", factores obtenidos de la tabla "Grado de aspereza del entorno" del CTE. Sustituyendo estos valores se tiene:

$$c_e = 1,0565 \cdot (1,0565 + 7 \cdot 0,17) = 2,37$$

El coeficiente de presión exterior se determina mediante la tabla "Coeficientes de presión exterior" del CTE, obteniendo un valor de 3.

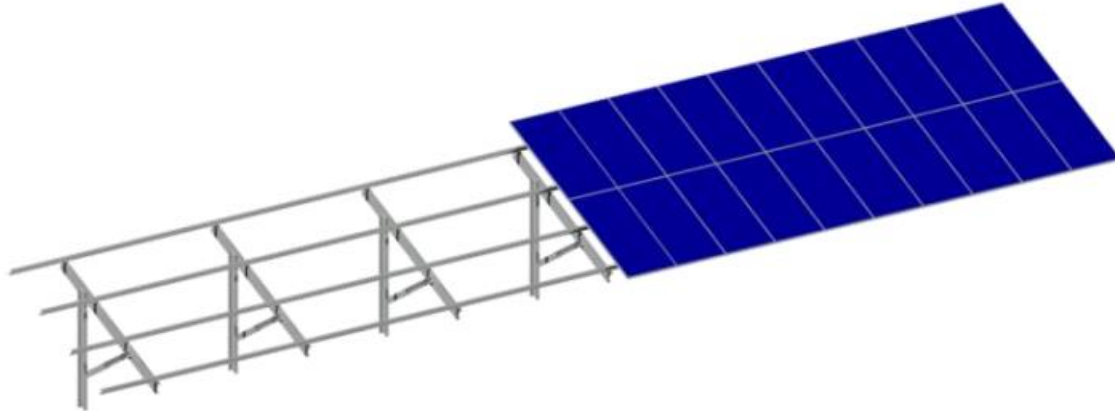
Finalmente, la carga de viento resulta:

$$q_v = 45,6 \cdot 2,37 \cdot 3 = 324,2 \text{ kg/m}^2$$

#### 4.5.1.3. Estructura soporte elegida

Después de calcular las cargas que debe soportar la estructura y tras las consideraciones hasta aquí realizadas y el tipo de módulo fotovoltaico escogido, la estructura que se utilizará en la instalación será encargada a la empresa de estructuras para instalaciones fotovoltaicas Stansol.

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente, tal y como se expresa en la norma UNE 37-501 y UNE 37-508, ofreciendo una gran protección ante golpes y abrasión. Cumpliendo el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la tornillería utilizada deberá ser realizada en acero inoxidable cumpliendo la norma MV-106.



*Figura 24. Estructura soporte monoposte. Fuente: [19]*

#### 4.5.2. Sistema de flotación

Al igual que para la estructura soporte de la instalación en tierra se elegirá un sistema de flotación de la empresa Stansol.

La estructura sobre la que se montan los paneles permite adoptar el ángulo de inclinación deseado y adaptarse a las necesidades de cada cliente. El material utilizado es una alternativa al acero y aluminio permitiendo aumentar la durabilidad y minimizar los efectos de la corrosión. Gracias a su estructura robusta puede soportar condiciones meteorológicas adversas.

Además, este sistema presenta una elevada durabilidad con más de 20 años para los componentes flotantes y estructurales. Asimismo, presenta la inclinación óptima requerida en el proyecto de fácil instalación, sin necesidad de maquinaria pesada y con configuración modulable.

Para nuestro proyecto se establecerá la solución estructural-flotante-anclaje más competitiva, integrando la inclinación óptima de los módulos solares, a la potencia necesaria en la instalación, y con el dimensionamiento según las normativas estructurales, de viento, mantenimiento, etc, correspondientes a la normativa aplicable.

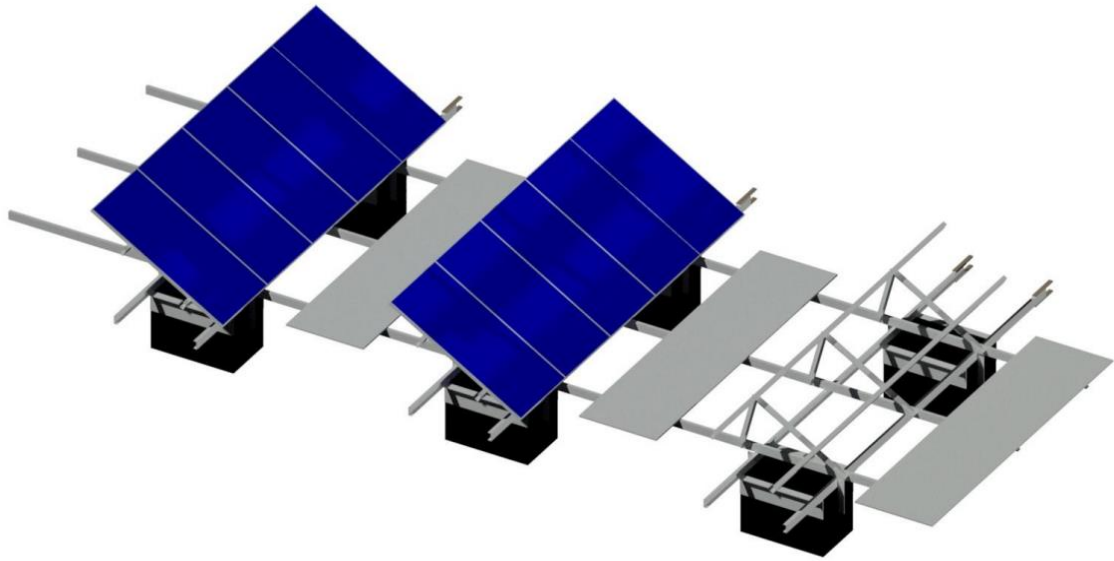


Figura 25. Sistema de flotación seleccionado. Fuente: [19]

## 5. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN

Los costes asociados al proyecto corresponden íntegramente con el importe del coste de los materiales y de la mano de obra, necesarios para la ejecución de una obra.

### 5.1. Instalación fotovoltaica en tierra

#### 5.1.1. Instalación con panel monofacial

Nº	UNIDAD	PARTIDA	MEDICIÓN	PU	COSTE (€)
		<b>CAPÍTULO 1 - TRABAJOS PREVIOS</b>			
1.1	Ud.	Preparación del suelo	1	250,00	250,00
1.2	Ud.	Apertura de zanjas y hoyos para zapatas	1	1.250,00	1.250,00
1.3	Ud.	Valla perimetral	108	15,00	1.620,00
1.4	Ud.	Caseta	1	4.250,00	1.062,50
		<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>			<b>4.182,50</b>
		<b>CAPÍTULO 2 - SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>			
2.1	Ud.	Módulos fotovoltaicos monofaciales	252	148,83	37.505,16
2.3	Ud.	Inversores	3	2.878,59	8.635,77
		<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>			<b>46.140,93</b>
		<b>CAPÍTULO 3 - CONDUCTORES, CONEXIONES Y PROTECCIONES</b>			
3.1	Ud.	Conductores de la parte de corriente continua	1	2.191,15	2.191,15
3.2	Ud.	Conductores de la parte de corriente alterna	1	126,90	126,90
3.3	Ud.	Protecciones	1	3.169,83	3.169,83
		<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>			<b>5.487,88</b>
		<b>CAPÍTULO 4 - TUBOS, CUADROS Y CAJAS DE CONEXIÓN</b>			
4.1	Ud.	Tubos	1	5.540,46	5.540,46
4.2	Ud.	Cuadros y cajas de conexión	1	99,83	99,83
		<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>			<b>5.640,29</b>
		<b>CAPÍTULO 5 - PUESTA A TIERRA</b>			
5.1	Ud.	Conductores y picas de puesta a tierra	1	1.196,78	1.196,78
		<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>			<b>1.196,78</b>
		<b>CAPÍTULO 6 - ESTRUCTURA</b>			
6.1	Ud.	Estructura	1	5.314,14	5.314,14
		<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>			<b>5.314,14</b>
		<b>CAPÍTULO 7 - INSTALACIÓN Y MONTAJE</b>			
7.1	Ud.	Instalación y montaje	1	3.600,00	3.600,00
		<b>TOTAL CAPÍTULO 7</b>			<b>3.600,00</b>



### 5.1.3. Presupuesto total

A continuación, se muestra el presupuesto total de ejecución de la instalación solar fotovoltaica en tierra, detallando los elementos y componentes de cada partida.

Nº	UNIDAD	PARTIDA	MEDICIÓN	PU	COSTE (€)
		<b>CAPÍTULO 1 - TRABAJOS PREVIOS</b>			
<b>1.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Preparación del suelo</b>	<b>1</b>	<b>1.000,00</b>	<b>1.000,00</b>
		Retirada de la maleza y nivelación del terreno			
<b>1.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Apertura de zanjas y hoyos para zapatas</b>	<b>1</b>	<b>5.000,00</b>	<b>5.000,00</b>
		Trabajos con retroexcavadora, que incluyen: Apertura de zanjas para introducir los tubos corrugados que transportan a los conductores eléctricos. Apertura de hoyos para depositar el hormigón que servirá de zapatas para la estructura que soporta a los paneles. Apertura de hoyos que servirán de zapatas para los postes de la cerca perimetral			
<b>1.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Valla perimetral</b>	<b>430</b>	<b>15,00</b>	<b>6.450,00</b>
		Valla perimetral con malla romboidal de simple torsión de 2,5 metros de altura, fabricada con alambre galvanizado. Se dispondrá de un poste de soporte cada 4 metros y puerta de dos hojas de 3 metros. Los postes se sujetarán mediante zapatas de hormigón al suelo. La longitud de la valla será de 430 metros.			
<b>1.4</b>	<b>Ud.</b>	<b>Caseta</b>	<b>1</b>	<b>4.250,00</b>	<b>4.250,00</b>
		Caseta prefabricada de hormigón con rejillas de ventilación y con el calado correspondiente para la entrada y salida de los conductores enterrados.			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>			<b>16.700,00</b>
		<b>CAPÍTULO 2 - SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>			
<b>2.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos monofaciales</b>	<b>252</b>	<b>148,83</b>	<b>37.505,16</b>
		Modelo JKM410M-72H del fabricante Jinko Solar con una potencia pico de 410 W.			
<b>2.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos bifaciales</b>	<b>756</b>	<b>157,60</b>	<b>119.145,60</b>
		Modelo JKM400M-72H-TV del fabricante Jinko Solar con una potencia pico de 400 W.			
<b>2.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Inversores</b>	<b>12</b>	<b>2.878,59</b>	<b>34.543,08</b>



		Inversores de la marca HUAWEI y modelo SUN2000-30KTL de 30 kW de potencia nominal			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>			<b>191.193,84</b>
		<b>CAPÍTULO 3 - CONDUCTORES, CONEXIONES Y PROTECCIONES</b>			
<b>3.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores de la parte de corriente continua</b>	<b>1</b>	<b>8.764,60</b>	<b>8.764,60</b>
		Conductores flexibles de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC, con tensión nominal no inferior a 1000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV, incluyendo: -Conductor 10 mm <sup>2</sup> (395 metros) -Conductor 16 mm <sup>2</sup> (724 metros) -Conductor 25 mm <sup>2</sup> (2201 metros) -Conductor 35 mm <sup>2</sup> (2779 metros) -Conductor 50 mm <sup>2</sup> (2402 metros)			
<b>3.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores de la parte de corriente alterna</b>	<b>1</b>	<b>507,60</b>	<b>507,60</b>
		Conductores flexibles de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC, con tensión nominal no inferior a 1000 V, incluyendo:- Conductor 10 mm <sup>2</sup> (180 metros)- Conductor 500 mm <sup>2</sup> (9metros)			
<b>3.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Protecciones</b>	<b>1</b>	<b>12.679,32</b>	<b>12.679,32</b>
		Incluye: -12 interruptores magnetotérmicos con protección diferencial de 63 A (30 mA) -12 limitadores contra sobretensiones transitorias -1 interruptor automático de 600 A			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>			<b>21.951,52</b>
		<b>CAPÍTULO 4 - TUBOS, CUADROS Y CAJAS DE CONEXIÓN</b>			
<b>4.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Tubos</b>	<b>1</b>	<b>22.161,98</b>	<b>22.161,98</b>
		Tubos corrugados de PVC, que incluye: -Tubo de 63 mm de diámetro exterior (1119 metros) -Tubo de 90 mm de diámetro exterior (4980 metros) -Tubo de 110 mm de diámetro exterior (2402 metros)			
<b>4.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Cuadros y cajas de conexión</b>	<b>1</b>	<b>399,32</b>	<b>399,32</b>
		Incluye: -1 armario modular -18 cajas de conexión			

		<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>			<b>22.561,30</b>
		<b>CAPÍTULO 5 - PUESTA A TIERRA</b>			
<b>5.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores y picas de puesta a tierra</b>	<b>1</b>	<b>4.787,10</b>	<b>4.787,10</b>
		Incluye: -Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup> (1890 metros) -18 picas de puesta a tierra de 2 metros de largo y sección 16mm <sup>2</sup> de cobre.			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>			<b>4.787,10</b>
		<b>CAPÍTULO 6 - ESTRUCTURA</b>			
<b>6.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Estructura</b>	<b>1</b>	<b>21.256,56</b>	<b>21.256,56</b>
		Estructura soporte para 1008 módulos fotovoltaicos, realizada en acero galvanizado, tubo estructural, placas de anclaje y tornillería en acero galvanizado.			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>			<b>21.256,56</b>
		<b>CAPÍTULO 7 - INSTALACIÓN Y MONTAJE</b>			
<b>7.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Instalación y montaje</b>	<b>1</b>	<b>14.400,00</b>	<b>14.400,00</b>
		Instalación y montaje de todos los componentes que conforman la planta fotovoltaica			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 7</b>			<b>14.400,00</b>
			<b>TOTAL EJECUCIÓN</b>		<b>292.850,32</b>

El presupuesto de ejecución de la instalación solar fotovoltaica en tierra asciende a DOSCIENTOS NOVENTA Y DOS MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS.

## 5.2. Instalación fotovoltaica flotante

### 5.2.1. Instalación con panel monofacial

Nº	UNIDAD	PARTIDA	MEDICIÓN	PU	COSTE (€)
		<b>CAPÍTULO 1 - SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>			
<b>1.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos monofaciales</b>	<b>252</b>	<b>148,83</b>	<b>37.505,16</b>
<b>1.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Inversores</b>	<b>3</b>	<b>2.878,59</b>	<b>8.635,77</b>
		<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>			<b>46.140,93</b>
		<b>CAPÍTULO 2 - CONDUCTORES, CONEXIONES Y PROTECCIONES</b>			
<b>2.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores de la parte de corriente continua</b>	<b>1</b>	<b>2.191,15</b>	<b>2.191,15</b>

2.2	Ud.	Conductores de la parte de corriente alterna	1	126,90	126,90
2.3	Ud.	Protecciones	1	3.169,83	3.169,83
<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>			<b>5.487,88</b>		
<b>CAPÍTULO 3 - TUBOS, CUADROS Y CAJAS DE CONEXIÓN</b>					
3.1	Ud.	Tubos	1	5.540,46	5.540,46
3.2	Ud.	Cuadros y cajas de conexión	1	99,83	99,83
<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>			<b>5.640,29</b>		
<b>CAPÍTULO 4 - PUESTA A TIERRA</b>					
4.1	Ud.	Conductores y picas de puesta a tierra	1	1.148,18	1.148,18
<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>			<b>1.148,18</b>		
<b>CAPÍTULO 5 - ESTRUCTURA FLOTANTE</b>					
5.1	Ud.	Estructura flotante	1	18.630,00	18.630,00
<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>			<b>18.630,00</b>		
<b>CAPÍTULO 6 - INSTALACIÓN Y MONTAJE</b>					
6.1	Ud.	Instalación y montaje	1	6.570,00	6.570,00
<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>			<b>6.570,00</b>		
			<b>TOTAL EJECUCIÓN</b>		<b>83.617,28</b>

### 5.2.2. Instalación con panel bifacial

Este presupuesto corresponde a cada una de las instalaciones bifaciales, ya que las 3 tienen los mismos componentes, y por lo tanto su valor es el mismo.

Nº	UNIDAD	PARTIDA	MEDICIÓN	PU	COSTE (€)
<b>CAPÍTULO 1 - SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>					
1.2	Ud.	Módulos fotovoltaicos bifaciales	252	157,60	39.715,20
1.3	Ud.	Inversores	3	2.878,59	8.635,77
<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>			<b>48.350,97</b>		
<b>CAPÍTULO 2 - CONDUCTORES, CONEXIONES Y PROTECCIONES</b>					
2.1	Ud.	Conductores de la parte de corriente continua	1	2.191,15	2.191,15
2.2	Ud.	Conductores de la parte de corriente alterna	1	126,90	126,90
2.3	Ud.	Protecciones	1	3.169,83	3.169,83
<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>			<b>5.487,88</b>		
<b>CAPÍTULO 3 - TUBOS, CUADROS Y CAJAS DE CONEXIÓN</b>					
3.1	Ud.	Tubos	1	5.540,46	5.540,46
3.2	Ud.	Cuadros y cajas de conexión	1	99,83	99,83

		<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>	<b>5.640,29</b>		
		<b>CAPÍTULO 4 - PUESTA A TIERRA</b>			
<b>4.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores y picas de puesta a tierra</b>	<b>1</b>	<b>1.148,18</b>	<b>1.148,18</b>
		<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>	<b>1.148,18</b>		
		<b>CAPÍTULO 5 - ESTRUCTURA FLOTANTE</b>			
<b>5.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Estructura flotante</b>	<b>1</b>	<b>18.630,00</b>	<b>18.630,00</b>
		<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>	<b>18.630,00</b>		
		<b>CAPÍTULO 6 - INSTALACIÓN Y MONTAJE</b>			
<b>6.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Instalación y montaje</b>	<b>1</b>	<b>6.570,00</b>	<b>6.570,00</b>
		<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>	<b>6.570,00</b>		
			<b>TOTAL EJECUCIÓN</b>		<b>85.827,32</b>

### 5.2.3. Presupuesto total

A continuación, se muestra el presupuesto total de ejecución de la instalación solar flotante, detallando los elementos y componentes de cada partida.

<b>Nº</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>PARTIDA</b>	<b>MEDICIÓN</b>	<b>PU</b>	<b>COSTE (€)</b>
		<b>CAPÍTULO 1 - SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>			
<b>1.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos monofaciales</b>	<b>252</b>	<b>148,83</b>	<b>37.505,16</b>
		Modelo JKM410M-72H del fabricante Jinko Solar con una potencia pico de 410 W.			
<b>1.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Módulos fotovoltaicos bifaciales</b>	<b>756</b>	<b>157,60</b>	<b>119.145,60</b>
		Modelo JKM400M-72H-TV del fabricante Jinko Solar con una potencia pico de 400 W.			
<b>1.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Inversores</b>	<b>12</b>	<b>2.878,59</b>	<b>34.543,08</b>
		Inversores de la marca HUAWAI y modelo SUN2000-30KTL de 30 kW de potencia nominal			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 1</b>	<b>191.193,84</b>		
		<b>CAPÍTULO 2 - CONDUCTORES, CONEXIONES Y PROTECCIONES</b>			
<b>2.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores de la parte de corriente continua</b>	<b>1</b>	<b>8.764,60</b>	<b>8.764,60</b>

		Conductores flexibles de aluminio con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC, con tensión nominal no inferior a 1000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV, incluyendo: -Conductor 10 mm <sup>2</sup> (395 metros) -Conductor 16 mm <sup>2</sup> (724 metros) -Conductor 25 mm <sup>2</sup> (2201 metros) -Conductor 35 mm <sup>2</sup> (2779 metros) -Conductor 50 mm <sup>2</sup> (2402 metros)			
<b>2.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores de la parte de corriente alterna</b>	<b>1</b>	<b>507,60</b>	<b>507,60</b>
		Conductores flexibles de cobre con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC, con tensión nominal no inferior a 1000 V, incluyendo: -Conductor 10 mm <sup>2</sup> (180 metros) -Conductor 500 mm <sup>2</sup> (9metros)			
<b>2.3</b>	<b>Ud.</b>	<b>Protecciones</b>	<b>1</b>	<b>12.679,32</b>	<b>12.679,32</b>
		Incluye: -12 interruptores magnetotérmicos con protección diferencial de 63 A (30 mA) -12 limitadores contra sobretensiones transitorias -1 interruptor automático de 600 A			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>			<b>21.951,52</b>
		<b>CAPÍTULO 3 - TUBOS, CUADROS Y CAJAS DE CONEXIÓN</b>			
<b>3.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Tubos</b>	<b>1</b>	<b>22.161,98</b>	<b>22.161,98</b>
		Tubos corrugados de PVC, que incluye: -Tubo de 63 mm de diámetro exterior (1119 metros) -Tubo de 90 mm de diámetro exterior (4980 metros) -Tubo de 110 mm de diámetro exterior (2402 metros)			
<b>3.2</b>	<b>Ud.</b>	<b>Cuadros y cajas de conexión</b>	<b>1</b>	<b>399,32</b>	<b>399,32</b>
		Incluye: -1 armario modular -36 cajas de conexión			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 3</b>			<b>22.561,30</b>
		<b>CAPÍTULO 4 - PUESTA A TIERRA</b>			
<b>4.1</b>	<b>Ud.</b>	<b>Conductores y picas de puesta a tierra</b>	<b>1</b>	<b>4.592,70</b>	<b>4.592,70</b>
		Incluye:-Conductor de cobre de 16 mm <sup>2</sup> (1890 metros)			
		<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>			<b>4.592,70</b>

CAPÍTULO 5 - ESTRUCTURA FLOTANTE					
5.1	Ud.	Estructura flotante	1	74.520,00	74.520,00
		Incluye: -101 sistemas flotantes de la marca Stansol -36 cabos y amarres			
<b>TOTAL CAPÍTULO 5</b>					<b>74.520,00</b>
CAPÍTULO 6 - INSTALACIÓN Y MONTAJE					
6.1	Ud.	Instalación y montaje	1	26.280,00	26.280,00
		Instalación y montaje de todos los componentes que conforman la planta fotovoltaica			
<b>TOTAL CAPÍTULO 6</b>					<b>26.280,00</b>
<b>TOTAL EJECUCIÓN</b>					<b>341.099,36</b>

El presupuesto de ejecución de la instalación solar fotovoltaica flotante asciende a TRESCIENTOS CUARENTA Y UN MIL NOVENTA Y NUEVE EUROS CON TREINTA Y SEIS CÉNTIMOS.

### 5.3. Costes de operación y mantenimiento

Estos costes hacen referencia al conjunto de acciones que tienen como objetivo mantener la integridad y el buen funcionamiento de los equipos, con el fin de asegurar un alto rendimiento energético de la instalación, y se tendrán en cuenta como costes fijos anuales.

Al ser instalaciones de relativo pequeño tamaño en comparación con las centrales fotovoltaicas estos costes no serán elevados, mostrándose en la siguiente tabla:

Operación y mantenimiento (€)	
Instalación solar en tierra	2.000
Instalación solar flotante	3.250

Tabla 9. Costes estimados de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento para cada planta serán un cuarto del total de la instalación a la que pertenezcan.

## 6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

### 6.1. Vida útil

Se establece una vida útil de las instalaciones de 25 años, que es la duración de la garantía de producción que nos asegura el fabricante de los módulos. Estos módulos tendrán una degradación anual, según el fabricante, del 0,54%.

### 6.2. Cálculo de la energía fotovoltaica generada

Para realizar los cálculos de producción de energía en todas las plantas se ha utilizado el programa PVsyst. Este programa es la herramienta más utilizada del sector, ya que permite la simulación y análisis de sistemas fotovoltaicos a partir de datos meteorológicos concretos y la selección de parámetros específicos, además de poseer una amplia base de datos de los principales componentes usados en una instalación de mercado.

Para la obtención de la energía producida por nuestras, se han utilizado los parámetros obtenidos en el apartado 4 del presente proyecto.

#### 6.2.1. Instalación solar fotovoltaica en tierra

Para nuestra instalación convencional se ha obtenido la energía anual generada por las cuatro plantas, mostrándose el gráfico a continuación:

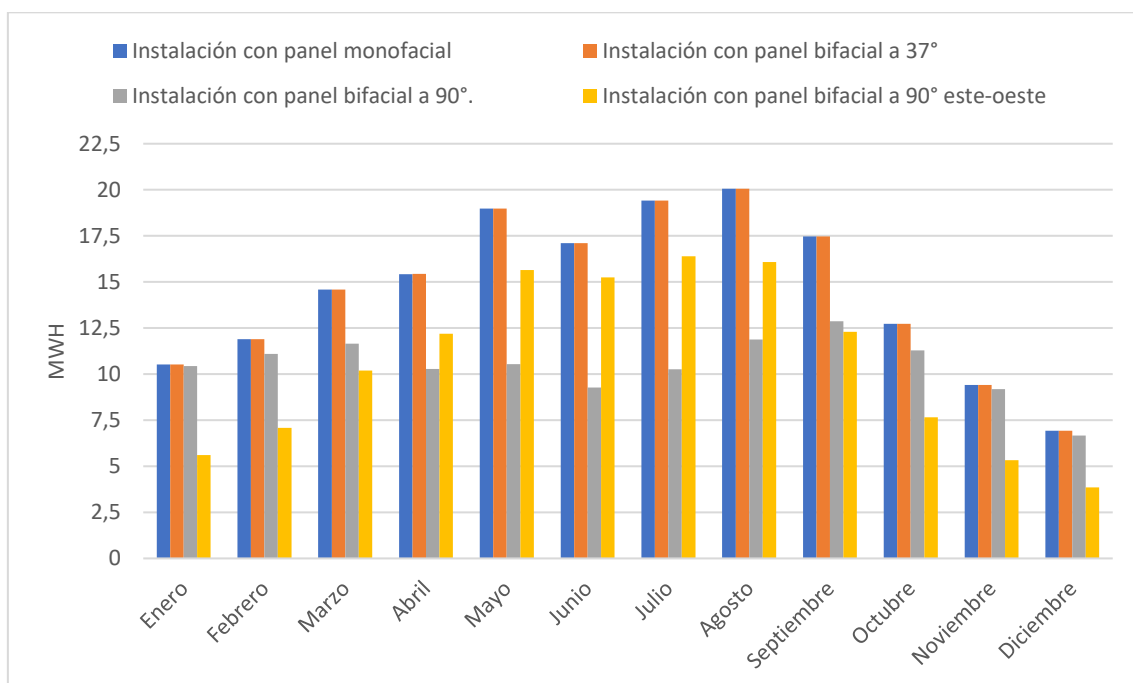


Figura 26. Energía anual producida por la instalación en tierra. Fuente: Elaboración propia.

Por lo que la energía total producida estimada por nuestra instalación en tierra es de:

$$E_{\text{prod}} = 602,07 \text{ MWh}$$

### 6.2.1. Instalación solar fotovoltaica flotante

Para realizar una correcta simulación de esta instalación se necesita previamente tener claros ciertos conceptos. Como se ha venido comentando a lo largo de todo este proyecto, el que una planta fotovoltaica esté instalada agua tiene cuatro consecuencias principales:

- Disminución de la temperatura ambiente en el lugar de la instalación.
- Disminución del albedo. El agua presenta un albedo de 0,08.
- Aumento de la velocidad del viento en el lugar de la instalación.
- Aumento de la humedad relativa en el lugar de la instalación.

Todos estos valores, a excepción del albedo, tienen una repercusión directa en la temperatura del módulo, que como es sabido, afecta al buen funcionamiento del módulo fotovoltaico.

Es decir, la temperatura del panel fotovoltaico tiene un efecto directo sobre su capacidad para generar electricidad. Este impacto se refleja a través del coeficiente de pérdidas de calor, el cual va a ser el parámetro clave para realizar de una manera correcta y adecuada nuestra simulación.

La información necesaria para obtener datos concretos de estos aumentos y disminuciones, la encontramos en el artículo académico “Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics” (Fuente: [24]).

#### 6.2.1.1. Disminución de la temperatura ambiente

Esta disminución de temperatura es debida a que al haber una gran masa de agua con una temperatura más baja que el ambiente, hace que en su espacio próximo la temperatura se más baja.

En el citado artículo encontramos la siguiente gráfica, donde se observa la disminución de temperatura ambiente en un periodo determinado:

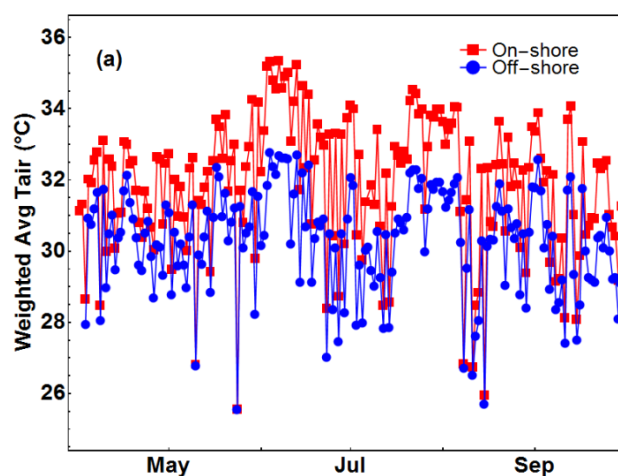


Figura 27. Diminución de la temperatura ambiente en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]



Los puntos rojos corresponderían a una instalación tradicional mientras que los puntos azules a una instalación flotante. Se puede estimar que la disminución de temperatura ambiente es de aproximadamente 2°C.

#### 6.2.1.2. Aumento de la velocidad del viento en el lugar de la instalación

Este aumento de la velocidad del viento se debe a la inexistencia de barreras, rugosidades o imperfecciones del terreno, por tratarse de una superficie plana y en calma.

Al estudiar el artículo también se encuentra la siguiente gráfica donde se observa el aumento de la velocidad del viento en un periodo determinado:

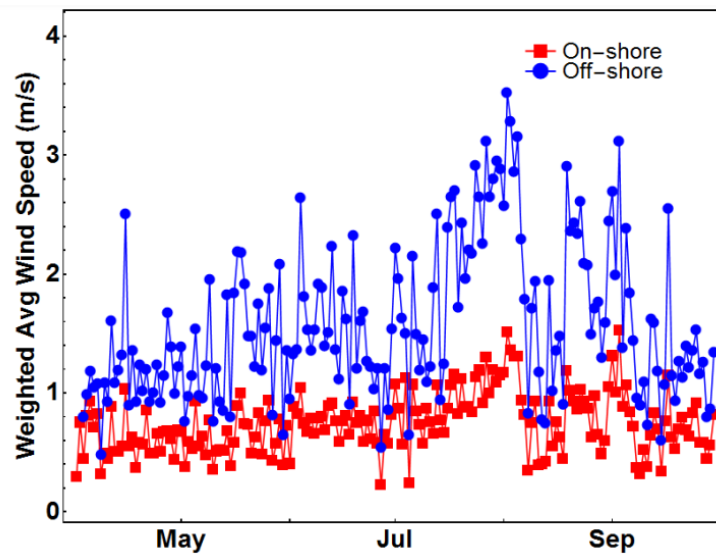


Figura 28. Aumento de la velocidad del viento en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]

Se puede estimar que el aumento de la velocidad del viento es de forma aproximada de 1 m/s.

#### 6.2.1.3. Aumento de la humedad relativa en el lugar de la instalación

Al estar en una gran masa de agua hace que en su espacio próximo la humedad relativa sea mayor.

Al analizar el artículo también se encuentra la siguiente gráfica donde se observa el aumento de la humedad relativa en un periodo determinado:

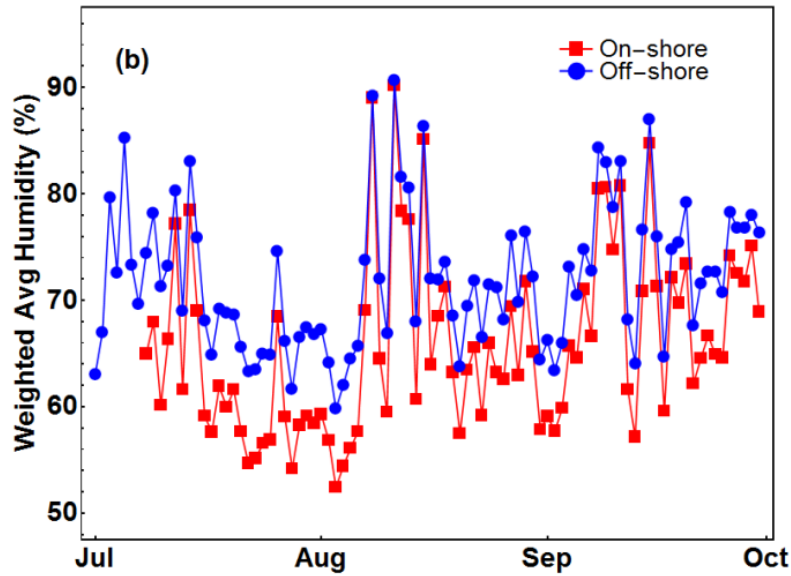


Figura 29. Aumento de la humedad relativa en instalación fotovoltaica flotante. Fuente: [24]

Se puede estimar que el aumento de la humedad relativa es aproximadamente del 10%.

#### 6.2.1.4. Temperatura del panel

A la hora de realizar la simulación también se debe tener en cuenta la configuración de la estructura flotante elegida, ya que una u otra tendrá más o menos influencia en la refrigeración del panel, como se aprecia en las siguientes figuras:

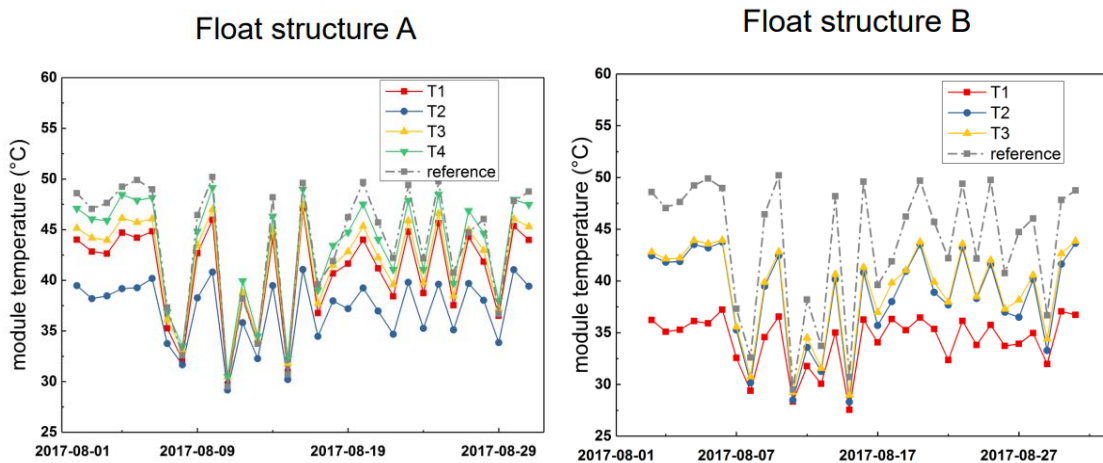


Figura 30. Temperatura media de los módulos para 2 estructuras flotantes. Fuente: [24]

Los parámetros T1, T2, T3 y T4 se refieren a diferentes sensores de temperatura presentes en la plataforma flotante. Se puede observar que la estructura flotante B permite una mayor disminución de la temperatura del módulo que la estructura flotante A, donde T1, T2 y T3 tiene prácticamente la misma temperatura que la referencia.

Este factor también se ha tenido en cuenta a la hora de seleccionar nuestro coeficiente de pérdidas de calor del módulo.

### 6.2.1.5. Coeficiente de pérdidas de calor del módulo

Este va a ser el parámetro clave en nuestra simulación. Este coeficiente hace referencia a la pérdida de potencia generada por cada grado que aumenta por encima de la temperatura ideal de los paneles solares, que es de 25°C.

Es decir, cuanto más alto logremos mantener este coeficiente, mayor calor podrá evacuar el módulo fotovoltaico siendo su temperatura menor, y por lo tanto produciendo una mayor cantidad de energía.

Como se ha comentado anteriormente este coeficiente viene en gran medida condicionado por la temperatura, el viento y la humedad relativa del ambiente.

En el artículo de estudio vienen representados los valores de este factor dependiendo de la configuración de la instalación elegida:

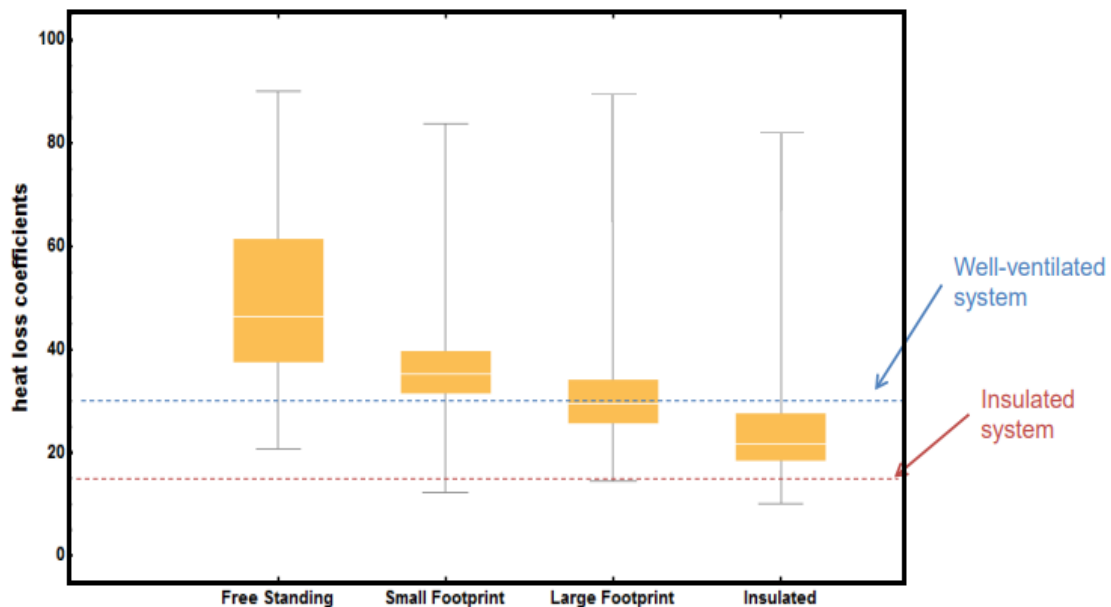


Figura 31. Coeficientes de pérdidas de calor. Fuente: [24]

Se puede observar para una instalación tradicional no ventilada como una planta en tierra el coeficiente de pérdidas de calor es de aproximadamente 20 W/m<sup>2</sup>K, valor que se ha usado en las simulaciones de las instalaciones en tierra.

Para nuestra planta flotante consideraremos un valor de pérdidas de calor de 45 W/m<sup>2</sup>K, por las siguientes razones:

- La estructura flotante elegida hace que sea posible una buena circulación del viento, y por tanto una elevada ventilación de los módulos.
- La masa de agua es relativamente grande.
- La totalidad de la masa de agua no ha sido cubierta, por lo que se puede evacuar el calor de una mejor manera.

### 6.2.1.6. Producción de energía anual en nuestra instalación flotante

Finalmente, y teniendo presente todo lo anterior, se ha obtenido la energía anual generada por las cuatro plantas de la instalación flotante, mostrándose el gráfico a continuación:

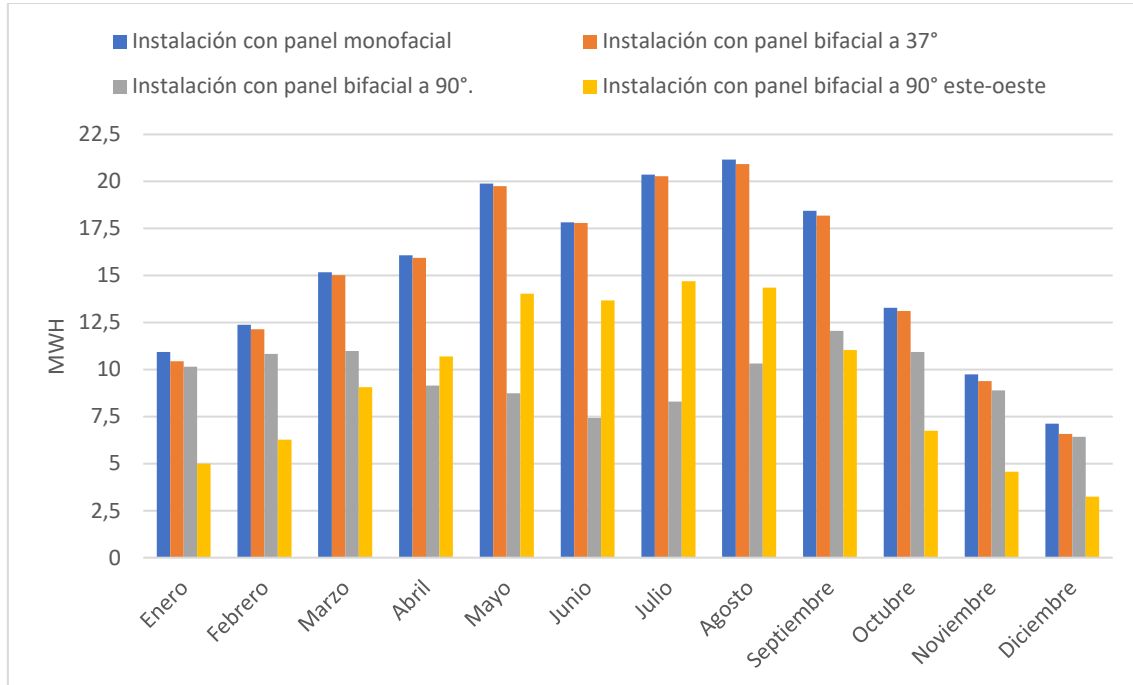


Figura 32. Energía anual producida por la instalación flotante. Fuente: Elaboración propia.

Por lo que la energía total producida estimada por nuestra instalación en tierra es de:

$$E_{\text{prod}} = 589,56 \text{ MWh}$$

### 6.2.2. Comparación de producción de energía de las diferentes configuraciones

Para poder realizar un análisis adecuado y correcto de estas instalaciones, se hace necesario también comparar cada una de las diferentes configuraciones, para poder extraer conclusiones individuales, ya que, si no, no se podría dar respuesta a todas las dudas planteadas sobre esta tecnología.

### 6.2.2.1. Plantas con paneles monofaciales

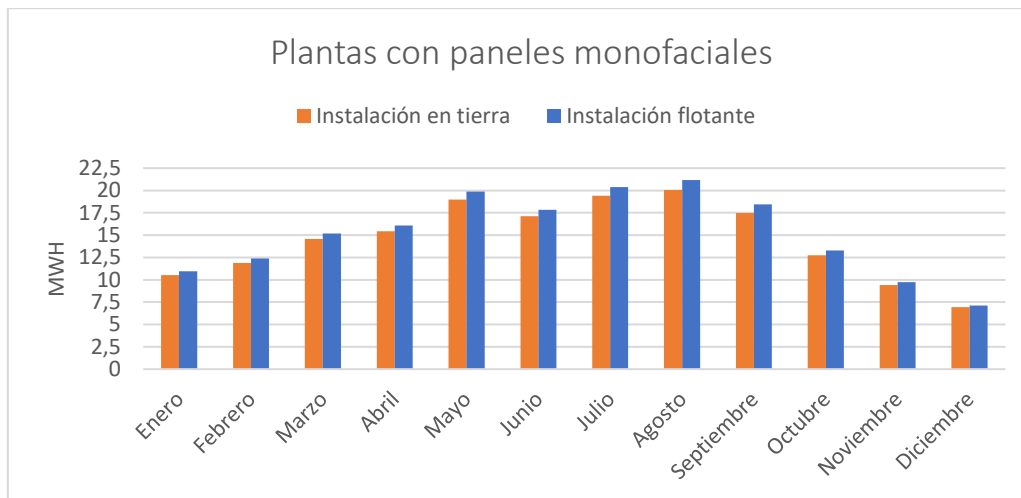


Figura 33. Energía anual producida por las plantas monofaciales. Fuente: Elaboración propia.

La energía anual producida por la instalación tradicional y la flotante es de 174,53 MWh y 182,43 MWh, respectivamente. La influencia del agua tiene una influencia positiva en la generación de electricidad, siendo un 4,53% mayor

### 6.2.2.2. Plantas con paneles bifaciales a 37°

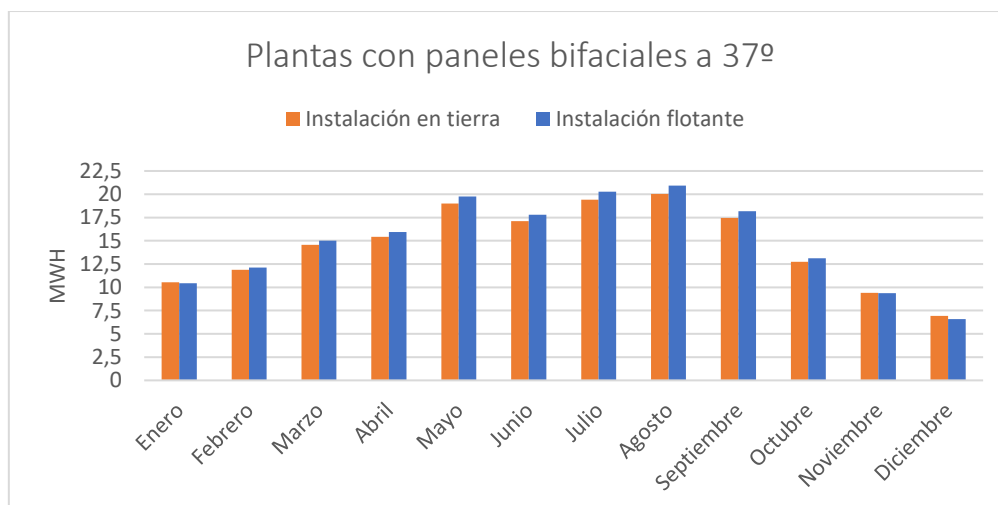


Figura 34. Energía anual producida por las plantas bifaciales a 37°. Fuente: Elaboración propia.

La energía anual producida por la instalación tradicional y la flotante es de 174,55 MWh y 179,54 MWh, respectivamente. Al tratarse ahora de paneles bifaciales, se nota la influencia negativa del albedo en la producción de electricidad, siendo ahora el aumento más bajo que en el caso anterior y resultando del 2,86%.

### 6.2.2.3. Plantas con paneles bifaciales a 90°

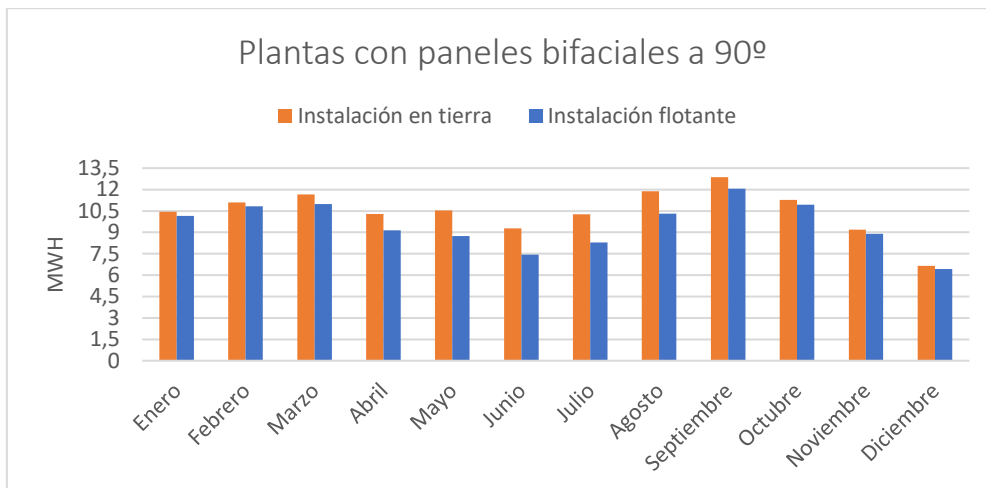


Figura 35. Energía anual producida por las plantas bifaciales a 90°. Fuente: Elaboración propia.

La energía anual producida por la instalación tradicional y la flotante es de 125,41 MWh y 114,19 MWh. La producción de energía en estas plantas disminuye considerablemente en relación a la instalación con paneles monofaciales y bifaciales a 37°, debido a la inclinación poco eficiente. Asimismo, en esta configuración la planta flotante produce menos energía que la tradicional, más concretamente, un 8,95% menos. Esto se debe a que con esta configuración la influencia del albedo del agua en la producción es muy grande.

### 6.2.2.4. Plantas con paneles bifaciales este-oeste

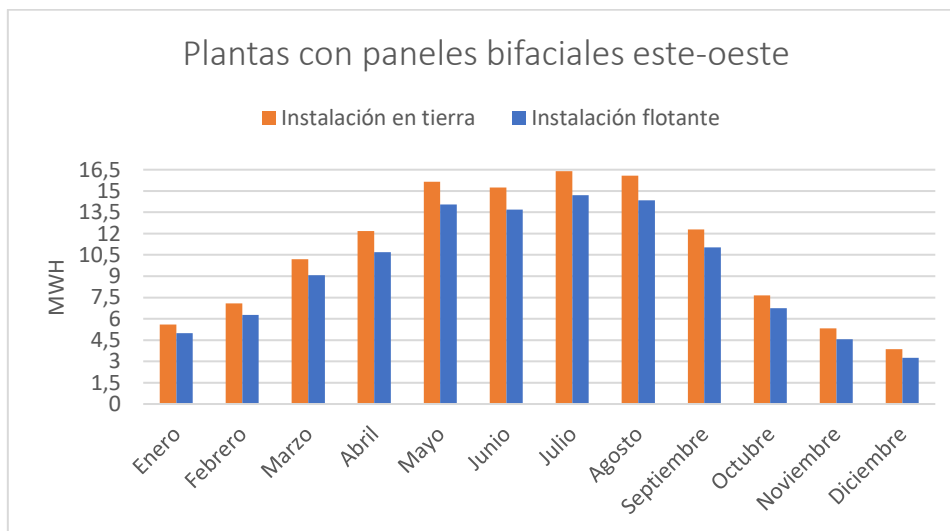


Figura 36. Energía anual producida por las plantas bifaciales este-oeste. Fuente: Elaboración propia.

La energía anual producida por la instalación tradicional y la flotante es de 127,58 MWh y 113,4 MWh. En este caso sucede lo mismo que en la planta anterior, pero esta vez, debida a la configuración elegida, la influencia del albedo es mayor, siendo la disminución de producción de energía en la instalación flotante del 11,11%.

### 6.2.3. Producción de energía de las instalaciones durante su vida útil

El programa PVsyst está dotado de una herramienta que permite evaluar la energía generada por nuestras instalaciones a lo largo del tiempo, pudiendo introducir los parámetros de degradación del módulo, facilitados por el fabricante, en las simulaciones.

Este instrumento resulta muy útil, ya que se obtienen valores precisos de la energía producida por las plantas durante todo su tiempo de vida útil, pudiendo realizar los análisis de viabilidad y rentabilidad económica de una forma mucho más exacta y adecuada.

Como se ha comentado anteriormente la vida útil de nuestras instalaciones será de 25 años, y los módulos perderán una eficiencia media del 0,54%. Las siguientes tablas recogen los datos obtenidos de las simulaciones.

#### 6.2.3.1. Plantas con paneles monofaciales

<b>Año</b>	<b>Producción Instalación en Tierra (MWh)</b>	<b>Producción Instalación Flotante (MWh)</b>
1	174,2	182,1
2	173,3	181,3
3	172,5	180,4
4	171,7	179,6
5	170,9	178,7
6	170,1	177,9
7	169	176,8
8	168	175,7
9	166,9	174,6
10	165,9	173,5
11	164,8	172,4
12	163,8	171,3
13	162,7	170,2
14	161,7	169
15	160,5	167,9
16	159,5	166,8
17	158,5	165,8
18	157,6	164,8
19	156,6	163,8
20	155,6	162,8
21	154,7	161,8
22	153,4	160,5
23	152,1	159,1
24	150,9	157,8
25	149,6	156,5

<b>Total</b>	4064,5	4251,1
--------------	--------	--------

Tabla 10. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.3.2. Plantas con paneles bifaciales a 37°

<b>Año</b>	<b>Producción Instalación en Tierra (MWh)</b>	<b>Producción Instalación Flotante (MWh)</b>
1	174,2	179,1
2	173,3	178,3
3	172,5	177,5
4	171,7	176,6
5	170,9	175,8
6	170,1	175
7	169	173,9
8	168	172,8
9	166,9	171,7
10	165,9	170,6
11	164,8	169,6
12	163,8	168,5
13	162,7	167,3
14	161,7	166,2
15	160,5	165,1
16	159,5	164
17	158,5	163
18	157,6	162,1
19	156,6	161,1
20	155,6	160,1
21	154,7	159,1
22	153,4	157,8
23	152,1	156,5
24	150,9	155,2
25	149,6	153,9
<b>Total</b>	4064,5	4180,8

Tabla 11. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia.

### 6.2.3.3. Plantas con paneles bifaciales a 90°

<b>Año</b>	<b>Producción Instalación en Tierra (MWh)</b>	<b>Producción Instalación Flotante (MWh)</b>
1	125,1	113,9
2	124,5	113,3
3	123,9	112,8
4	123,3	112,3
5	122,7	111,7
6	122,1	111,2
7	121,4	110,5



8	120,6	109,8
9	119,9	109,1
10	119,1	108,4
11	118,4	107,8
12	117,6	107,1
13	116,8	106,3
14	116	105,6
15	115,3	104,9
16	114,5	104,2
17	113,8	103,6
18	113,1	103
19	112,4	102,4
20	111,7	101,7
21	111,1	101,1
22	110,1	100,3
23	109,2	99,43
24	108,3	98,6
25	107,4	97,77
<b>Total</b>	<b>2918,3</b>	<b>2656,8</b>

Tabla 12. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.2.3.4. Plantas con paneles bifaciales este-oeste

Año	Producción Instalación en Tierra (MWh)	Producción Instalación Flotante (MWh)
1	127,3	113,1
2	126,7	112,6
3	126,1	112
4	125,5	111,5
5	124,9	111
6	124,3	110,4
7	123,5	109,7
8	122,7	109,1
9	122	108,4
10	121,2	107,7
11	120,4	107
12	119,6	106,3
13	118,9	105,6
14	118,1	104,9
15	117,3	104,2
16	116,5	103,5
17	115,8	102,9
18	115,1	102,3
19	114,4	101,6
20	113,7	101
21	113	100,4

<b>22</b>	112,1	99,57
<b>23</b>	111,1	98,75
<b>24</b>	110,2	97,92
<b>25</b>	109,3	97,09
<b>Total</b>	2969,7	2638,53

Tabla 13. Producción a lo largo de la vida útil de las plantas. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.2.3.5. Plantas completas

<b>Año</b>	<b>Producción Instalación en Tierra (MWh)</b>	<b>Producción Instalación Flotante (MWh)</b>
<b>1</b>	600,8	588,2
<b>2</b>	597,8	585,5
<b>3</b>	595	582,7
<b>4</b>	592,2	580
<b>5</b>	589,4	577,2
<b>6</b>	586,6	574,5
<b>7</b>	582,9	570,9
<b>8</b>	579,3	567,4
<b>9</b>	575,7	563,8
<b>10</b>	572,1	560,2
<b>11</b>	568,4	556,8
<b>12</b>	564,8	553,2
<b>13</b>	561,1	549,4
<b>14</b>	557,5	545,7
<b>15</b>	553,6	542,1
<b>16</b>	550	538,5
<b>17</b>	546,6	535,3
<b>18</b>	543,4	532,2
<b>19</b>	540	528,9
<b>20</b>	536,6	525,6
<b>21</b>	533,5	522,4
<b>22</b>	529	518,17
<b>23</b>	524,5	513,78
<b>24</b>	520,3	509,52
<b>25</b>	515,9	505,26
<b>Total</b>	14.017	13.727,23

Tabla 14. Producción a lo largo de la vida útil del proyecto. Fuente: Elaboración propia.

La energía total de nuestras instalaciones durante su tiempo de vida útil será de 27.744,23 MWh.

#### 6.2.4. Comparativa de las diferentes instalaciones

Estas instalaciones cuentan con diferentes tecnologías, distribuciones y localizaciones lo que hace que se tenga que analizar de forma diferenciada cada una de ellas.

#### 6.2.4.1. Módulos monofaciales VS módulos bifaciales

Antes de realizar el estudio, se podría pensar que un módulo bifacial debería producir más energía, ya que mientras los paneles tradicionales opacos de lámina posterior son monofaciales, los módulos bifaciales exponen tanto la parte frontal como la parte posterior de las celdas solares, es decir, producen energía desde ambos lados del panel.

Pero a la vista de los resultados, en todas las configuraciones posibles la instalación con paneles monofaciales con inclinación óptima siempre produce la misma o más energía que las plantas con paneles bifaciales.

Esto es debido a la gran influencia, negativa en este caso, que tiene el albedo en la producción de energía en esta tecnología.

Esto se puede ver en la siguiente tabla:

	Producción (MWh)	
	Instalación en tierra	Instalación flotante
<b>Panel monofacial</b>	174,53	182,43
<b>Panel bifacial a 37°</b>	175,55	179,54
<b>Panel bifacial a 90°</b>	125,41	114,19
<b>Panel bifacial a 90° este-oeste</b>	127,58	113,40
<b>Total</b>	<b>602,07</b>	<b>589,56</b>

Tabla 15. Producción de energía de las diferentes plantas. Fuente: Elaboración propia.

#### 6.2.4.2. Instalación en tierra VS instalación flotante

Asimismo, se pueden extraer otros importantes resultados:

- La disminución del albedo en el agua, el cual tiene una importancia muy significativa en los módulos bifaciales a 90°, hace que la producción de estos disminuya entre un 9% y un 11%, contrarrestando las ventajas en la generación de energía que supone el enfriamiento de los paneles solares.
- Tanto el panel monofacial como el bifacial a 37° experimentan un aumento de la producción del 4,5% y el 2,3% respectivamente, debido a la mejor evacuación del calor del módulo solar por estar en agua. Además, en esta configuración el albedo tiene poca influencia.
- La planta con paneles bifaciales produce prácticamente la misma energía que la planta con igual inclinación formada por paneles monofaciales. Todo esto refleja que con esta configuración la influencia del módulo bifacial en un aumento en la producción de electricidad no es significativo.

Si además se compara la producción total anual de ambas instalaciones se observa que la energía generada es menor en la planta flotante, lo que puede ser un concepto contraintuitivo. Esto es debido a que la influencia en la reducción de la producción de

que tienen los módulos bifaciales a 90° es mayor que el aumento de esta por los otros paneles.

### 6.3. Rentabilidad del proyecto

#### 6.3.1. Coste normalizado de la energía

LCOE por sus siglas en inglés para “Levelized Cost of Energy” es el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil.

De esta manera, mide los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación.

Esta herramienta nos permite obtener el punto de equilibrio, en este caso, de una central fotovoltaica, es decir, el precio mínimo al que ésta tendría que vender la electricidad para no ganar ni perder. Su cálculo se realiza a través de la expresión siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo:

- $I_t$  (€): Gastos de inversión de cada año. Solo se considerarán los gastos de inversión inicial.
- $M_t$  (€): Costes de operación y mantenimiento de la instalación de cada año.
- $F_t$  (€): Coste del combustible. En nuestro caso es 0.
- $E_t$  (MWh): Generación de energía cada año.
- $r$ : Tasa de descuento. En nuestro caso aplicaremos una tasa del 5%.
- $n$ : Vida útil de la instalación. En nuestro caso será de 25 años.

##### 6.3.1.1. Instalación solar fotovoltaica en tierra

Aplicando la expresión anterior se obtiene la siguiente tabla:

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	$\frac{\sum_{t=1}^n I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}$	$\frac{\sum_{t=1}^n E_t}{(1+r)^t}$
0	292.850,32	-	292.850,32	-
1	2.000,00	600,80	1.904,76	572,19
2	2.000,00	597,80	1.814,06	542,22
3	2.000,00	595,00	1.727,68	513,98
4	2.000,00	592,20	1.645,40	487,20
5	2.000,00	589,40	1.567,05	461,81
6	2.000,00	586,60	1.492,43	437,73

7	2.000,00	582,90	1.421,36	414,26
8	2.000,00	579,30	1.353,68	392,09
9	2.000,00	575,70	1.289,22	371,10
10	2.000,00	572,10	1.227,83	351,22
11	2.000,00	568,40	1.169,36	332,33
12	2.000,00	564,80	1.113,67	314,50
13	2.000,00	561,10	1.060,64	297,56
14	2.000,00	557,50	1.010,14	281,58
15	2.000,00	553,60	962,03	266,29
16	2.000,00	550,00	916,22	251,96
17	2.000,00	546,60	872,59	238,48
18	2.000,00	543,40	831,04	225,79
19	2.000,00	540,00	791,47	213,70
20	2.000,00	536,60	753,78	202,24
21	2.000,00	533,50	717,88	191,50
22	2.000,00	529,00	683,70	180,84
23	2.000,00	524,50	651,14	170,76
24	2.000,00	520,30	620,14	161,33
25	2.000,00	515,90	590,61	152,35
<b>Total</b>			<b>321.038,21</b>	<b>8025,02</b>

Tabla 16. LCOE instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia.

Se obtiene como resultado un LCOE de 40,0047 €/MWh, dentro de los valores estándar para este tipo de instalaciones.

Para cada una de las cuatro plantas que componen esta instalación se ha realizado el mismo procedimiento, obteniendo resultados dispares, como se puede observar en la siguiente tabla:

Configuración	LCOE (€/MWh)
Monofacial	33,7823
Bifacial a 37°	34,7320
Bifacial a 90°	48,3706
Bifacial este-oeste	47,5330

Tabla 17. LCOE instalaciones en tierra. Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.1.2. Instalación solar fotovoltaica flotante

Aplicando la expresión del LCOE se obtiene:

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	$\frac{\sum_{t=1}^n I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}$	$\frac{\sum_{t=1}^n E_t}{(1+r)^t}$
0	341.099,36	-	341.099,36	-
1	3.250,00	588,20	3.095,24	560,19
2	3.250,00	585,50	2.947,85	531,07
3	3.250,00	582,70	2.807,47	503,36
4	3.250,00	580,00	2.673,78	477,17

5	3.250,00	577,20	2.546,46	452,25
6	3.250,00	574,50	2.425,20	428,70
7	3.250,00	570,90	2.309,71	405,73
8	3.250,00	567,40	2.199,73	384,04
9	3.250,00	563,80	2.094,98	363,43
10	3.250,00	560,20	1.995,22	343,91
11	3.250,00	556,80	1.900,21	325,55
12	3.250,00	553,20	1.809,72	308,04
13	3.250,00	549,40	1.723,54	291,36
14	3.250,00	545,70	1.641,47	275,62
15	3.250,00	542,10	1.563,31	260,76
16	3.250,00	538,50	1.488,86	246,69
17	3.250,00	535,30	1.417,96	233,55
18	3.250,00	532,20	1.350,44	221,14
19	3.250,00	528,90	1.286,14	209,30
20	3.250,00	525,60	1.224,89	198,09
21	3.250,00	522,40	1.166,56	187,51
22	3.250,00	518,17	1.111,01	177,14
23	3.250,00	513,78	1.058,11	167,27
24	3.250,00	509,52	1.007,72	157,99
25	3.250,00	505,26	959,73	149,20
<b>Total</b>			<b>386.904,68</b>	<b>7.859,06</b>

Tabla 18. LCOE instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia.

Se obtiene como resultado un LCOE de 49,2304 €/MWh, un precio que está entre los valores normales para estas instalaciones.

Para cada una de las cuatro plantas que componen esta instalación se ha realizado el mismo procedimiento, obteniendo resultados bastante dispares, como se puede observar en la siguiente tabla:

Configuración	LCOE (€/MWh)
Monofacial	39,0630
Bifacial a 37°	40,6421
Bifacial a 90°	63,9525
Bifacial este-oeste	64,3937

Tabla 19. LCOE instalaciones en tierra. Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.2. Precio de venta de la energía

Para realizar un adecuado y correcto estudio de viabilidad económica se hace imprescindible hacer una estimación del precio de venta de nuestra energía que deberá ser superior al LCOE calculado anteriormente.

El precio de venta se va a obtener realizando una media entre los precios del MWh de los últimos tres años. Estos datos son facilitados por el Operador del Mercado Ibérico de Energía.

Año	2019	2020	2021
Precio (€/MWh)	53,41	40,39	118,63
Promedio	70,8767		

Tabla 20. Precio medio anual de la electricidad en nuestro país. Fuente: [23]

El precio medio de los últimos tres años ha sido de 70,8767 €/MWh, pero como estamos viendo día a día este mercado es de gran volatilidad y este precio puede resultar bastante alto, por lo para este proyecto se tomará un precio de venta de la energía de 60 €/MWh.

### 6.3.3. VAN

El valor actual neto (VAN) es un indicador financiero que ayuda a conocer la rentabilidad del proyecto que se está trabajando y, si se tienen diversos proyectos en marcha, se puede emplear para saber qué opción es la más rentable de todos los trabajos que se están llevando a cabo.

El valor actual neto corresponde a la diferencia entre el beneficio neto actualizado y la inversión inicial. Se entiende por beneficio neto actualizado al valor actual del flujo de caja que se actualiza mediante una tasa de descuento, es decir, lo que se obtendría por la venta en el futuro corrigiendo dicho importe por una tasa de descuento que lo actualiza al presente. Al realizar esta fórmula se puede dar tres resultados posibles:

- VAN < 0: El proyecto no es rentable ya que la inversión que se ha realizado en él es mayor que los ingresos que se obtendría por la venta.
- VAN = 0: El proyecto se considera rentable ya que el BNA es igual a la inversión realizada.
- VAN > 0: El proyecto es rentable y, además, generará unos beneficios por su venta.

La fórmula con la que se calcula este indicador es la siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Siendo:

- $I_0$  (€): Inversión realizada en el momento inicial.
- $F_t$  (€): Flujo de caja en el año  $t$ .
- $r$ : Tasa de descuento. En nuestro caso aplicaremos una tasa del 5%.
- $n$ : Vida útil de la instalación. En nuestro caso será de 25 años.

Como se ha comentado anteriormente en el presente proyecto el precio de venta de la energía será de 60 €/MWh.

### 6.3.3.1. Instalación solar fotovoltaica en tierra

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Flujo de caja actualizado (€)
0	292.850,32	-	-	-292.850,32
1	2.000,00	600,80	36.048,00	32.426,67
2	2.000,00	597,80	35.868,00	30.719,27
3	2.000,00	595,00	35.700,00	29.111,33
4	2.000,00	592,20	35.532,00	27.586,86
5	2.000,00	589,40	35.364,00	26.141,57
6	2.000,00	586,60	35.196,00	24.771,37
7	2.000,00	582,90	34.974,00	23.434,01
8	2.000,00	579,30	34.758,00	22.171,90
9	2.000,00	575,70	34.542,00	20.976,86
10	2.000,00	572,10	34.326,00	19.845,36
11	2.000,00	568,40	34.104,00	18.770,54
12	2.000,00	564,80	33.888,00	17.756,43
13	2.000,00	561,10	33.666,00	16.793,16
14	2.000,00	557,50	33.450,00	15.884,39
15	2.000,00	553,60	33.216,00	15.015,43
16	2.000,00	550,00	33.000,00	14.201,46
17	2.000,00	546,60	32.796,00	13.436,19
18	2.000,00	543,40	32.604,00	12.716,59
19	2.000,00	540,00	32.400,00	12.030,31
20	2.000,00	536,60	32.196,00	11.380,55
21	2.000,00	533,50	32.010,00	10.771,86
22	2.000,00	529,00	31.740,00	10.166,62
23	2.000,00	524,50	31.470,00	9.594,59
24	2.000,00	520,30	31.218,00	9.059,56
25	2.000,00	515,90	30.954,00	8.550,20
<b>VAN</b>				<b>160.462,76</b>

Tabla 21. VAN instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar se obtiene un VAN positivo por lo que el proyecto es rentable y, además, generará beneficios.

Esto indica que bajo estas condiciones el proyecto nos daría un 54,79% de beneficios sobre la inversión inicial.

Siguiendo este procedimiento se obtienen los siguientes resultados:

Configuración	VAN (€)	Beneficio sobre la inversión inicial (%)
Monofacial	61.007,24	85,25
Bifacial a 37°	58.797,20	79,70
Bifacial a 90°	19.430,96	26,34
Bifacial este-oeste	21.197,49	28,73

Tabla 22. VAN plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia.



A la vista de los resultados todas las plantas son rentables, y producirían beneficios.

### 6.3.3.2. Instalación solar fotovoltaica flotante

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Flujo de caja actualizado (€)
0	341.099,36	-	-	-341.099,36
1	3.250,00	588,20	35.292,00	30.516,19
2	3.250,00	585,50	35.130,00	28.916,10
3	3.250,00	582,70	34.962,00	27.394,02
4	3.250,00	580,00	34.800,00	25.956,26
5	3.250,00	577,20	34.632,00	24.588,62
6	3.250,00	574,50	34.470,00	23.296,84
7	3.250,00	570,90	34.254,00	22.033,96
8	3.250,00	567,40	34.044,00	20.842,59
9	3.250,00	563,80	33.828,00	19.710,85
10	3.250,00	560,20	33.612,00	18.639,63
11	3.250,00	556,80	33.408,00	17.632,76
12	3.250,00	553,20	33.192,00	16.672,83
13	3.250,00	549,40	32.964,00	15.757,97
14	3.250,00	545,70	32.742,00	14.895,46
15	3.250,00	542,10	32.526,00	14.082,26
16	3.250,00	538,50	32.310,00	13.312,72
17	3.250,00	535,30	32.118,00	12.595,01
18	3.250,00	532,20	31.932,00	11.917,96
19	3.250,00	528,90	31.734,00	11.272,09
20	3.250,00	525,60	31.536,00	10.660,70
21	3.250,00	522,40	31.344,00	10.084,13
22	3.250,00	518,17	31.090,20	9.517,17
23	3.250,00	513,78	30.826,80	8.978,21
24	3.250,00	509,52	30.571,20	8.471,43
25	3.250,00	505,26	30.315,60	7.992,55
<b>VAN</b>				<b>84.638,95</b>

Tabla 23. VAN instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia.

El VAN arroja un resultado, positivo por lo que el proyecto es rentable y, además, generará beneficios.

Esto indica que bajo estas condiciones el proyecto nos daría un 24,81% de beneficios sobre la inversión inicial.

Siguiendo este procedimiento se obtienen los siguientes resultados para las diferentes plantas, observándose que incluso en algunas plantas, bajo estas condiciones, se obtiene un VAN negativo, lo que significa que no se llegaría a recuperar la inversión inicial, y por lo tanto no sería rentable. Únicamente en la planta con paneles monofaciales y bifaciales a 37° merecería la pena realizar la inversión.

Configuración	VAN (€)	Beneficio sobre la inversión inicial (%)
Monofacial	50.954,87	60,94
Bifacial a 37°	46.333,95	53,99
Bifacial a 90°	-6.012,25	-7,01
Bifacial este-oeste	-6.637,49	-7,73

Tabla 24. VAN plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.

### 6.3.4. TIR

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es el tipo de descuento o actualización que iguala el valor de los flujos de entrada y salida de una inversión en la fecha de inicio de la misma. En definitiva, es aquella que iguala el valor actualizado de los flujos netos de caja al valor inicial de la inversión, y en consecuencia produce un valor actualizado (VAN) igual a cero.

La TIR es una medida en porcentaje de la rentabilidad de una inversión y está ampliamente aceptada como criterio de selección de inversiones, de manera que, entre varios proyectos alternativos, serán escogidos los de mayor TIR por representar el mayor beneficio por euro invertido.

El criterio de selección será el siguiente, donde “r” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- TIR > r: El proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- TIR = r: En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- TIR < r: El proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

La expresión con la que obtenemos el valor de este indicador es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t} = 0$$

#### 6.3.4.1. Instalación solar fotovoltaica en tierra

Resolviendo el valor de la incógnita “r” se obtiene:

<b>TIR</b>
10,138%

Tabla 25. TIR instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia.

Este valor es superior a la tasa de descuento del 5%, por lo que la inversión es rentable desde el punto de vista económico, bajo las condiciones expuestas.

El valor del TIR para el resto de las plantas es:

Configuración	TIR
Mononafial	0,12724
Bifacial a 37°	0,12262
Bifacial a 90°	0,07575
Bifacial este-oeste	0,07799

Tabla 26. TIR plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia.

En todos los casos se obtiene un TIR mayor del 5%, y por lo tanto cada planta individualmente sería rentable.

#### 6.3.4.2. Instalación solar fotovoltaica flotante

Solucionando la ecuación y resolviendo se obtiene un valor de “r”:

TIR
7,435%

Tabla 27. TIR instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia.

Esto expresa, que, bajo las condiciones expuestas, este valor es superior a la tasa de descuento del 5%, por lo que la inversión es rentable desde el punto de vista económico.

El valor del TIR para el resto de las plantas es:

Configuración	TIR
Mononafial	0,10675
Bifacial a 37°	0,10071
Bifacial a 90°	0,04266
Bifacial este-oeste	0,04188

Tabla 28. TIR plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.

A la vista de los resultados la planta con módulos bifaciales a 90° y la planta con paneles bifaciales este-oeste no serían rentables, ya que su TIR es menor que la tasa de descuento.

#### 6.3.5. Periodo de recuperación de la inversión

El período de recuperación de la inversión (PRI) es un indicador que mide en cuánto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente. Es por lo tanto una herramienta bastante útil para ver la viabilidad de un proyecto.

##### 6.3.5.1. Instalación solar fotovoltaica en tierra

En la siguiente tabla se muestran los flujos de caja acumulados obtenidos, y por tanto el periodo de recuperación de la inversión:

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Flujo de caja acumulado (€)
0	292.850,32	-	-	<b>-292.850,32</b>
1	2.000,00	600,80	36.048,00	<b>-260.423,65</b>
2	2.000,00	597,80	35.868,00	<b>-229.704,38</b>
3	2.000,00	595,00	35.700,00	<b>-200.593,05</b>
4	2.000,00	592,20	35.532,00	<b>-173.006,19</b>
5	2.000,00	589,40	35.364,00	<b>-146.864,63</b>
6	2.000,00	586,60	35.196,00	<b>-122.093,26</b>
7	2.000,00	582,90	34.974,00	<b>-98.659,25</b>
8	2.000,00	579,30	34.758,00	<b>-76.487,35</b>
9	2.000,00	575,70	34.542,00	<b>-55.510,49</b>
10	2.000,00	572,10	34.326,00	<b>-35.665,13</b>
11	2.000,00	568,40	34.104,00	<b>-16.894,58</b>
12	2.000,00	564,80	33.888,00	<b>861,85</b>
13	2.000,00	561,10	33.666,00	<b>17.655,01</b>
14	2.000,00	557,50	33.450,00	<b>33.539,39</b>
15	2.000,00	553,60	33.216,00	<b>48.554,82</b>
16	2.000,00	550,00	33.000,00	<b>62.756,28</b>
17	2.000,00	546,60	32.796,00	<b>76.192,47</b>
18	2.000,00	543,40	32.604,00	<b>88.909,07</b>
19	2.000,00	540,00	32.400,00	<b>100.939,38</b>
20	2.000,00	536,60	32.196,00	<b>112.319,93</b>
21	2.000,00	533,50	32.010,00	<b>123.091,79</b>
22	2.000,00	529,00	31.740,00	<b>133.258,41</b>
23	2.000,00	524,50	31.470,00	<b>142.853,00</b>
24	2.000,00	520,30	31.218,00	<b>151.912,56</b>
25	2.000,00	515,90	30.954,00	<b>160.462,76</b>

Tabla 29. PRI instalación solar fotovoltaica en tierra. Fuente: Elaboración propia.

Observando la tabla se aprecia que en el año 11 se recuperará la inversión, más concretamente a los 11 años, 11 meses y 13 días, bajo las condiciones expuestas.

El tiempo de recuperación de cada planta individual se recoge en la siguiente tabla:

Configuración	PRI (años)
Monofacial	9,38
Bifacial a 37°	9,76
Bifacial a 90°	16,23
Bifacial este-oeste	15,75

Tabla 30. TIR plantas solares en tierra. Fuente: Elaboración propia.

En todas las plantas se recupera la inversión realizada, aunque como se puede observar en la mitad de ellas casi se tarda el doble que en las otras.

### 6.3.5.1. Instalación solar fotovoltaica flotante

Los flujos de caja acumulados obtenidos, y por tanto el periodo de recuperación de la inversión se pueden ver en la siguiente tabla:

Año	Costes (€)	Energía producida (MWh)	Ingresos (€)	Flujo de caja acumulado (€)
0	341.099,36	-	-	<b>-341.099,36</b>
1	3.250,00	588,20	35.292,00	<b>-310.583,17</b>
2	3.250,00	585,50	35.130,00	<b>-281.667,07</b>
3	3.250,00	582,70	34.962,00	<b>-254.273,05</b>
4	3.250,00	580,00	34.800,00	<b>-228.316,79</b>
5	3.250,00	577,20	34.632,00	<b>-203.728,17</b>
6	3.250,00	574,50	34.470,00	<b>-180.431,33</b>
7	3.250,00	570,90	34.254,00	<b>-158.397,36</b>
8	3.250,00	567,40	34.044,00	<b>-137.554,77</b>
9	3.250,00	563,80	33.828,00	<b>-117.843,92</b>
10	3.250,00	560,20	33.612,00	<b>-99.204,28</b>
11	3.250,00	556,80	33.408,00	<b>-81.571,53</b>
12	3.250,00	553,20	33.192,00	<b>-64.898,70</b>
13	3.250,00	549,40	32.964,00	<b>-49.140,73</b>
14	3.250,00	545,70	32.742,00	<b>-34.245,27</b>
15	3.250,00	542,10	32.526,00	<b>-20.163,01</b>
16	3.250,00	538,50	32.310,00	<b>-6.850,29</b>
17	3.250,00	535,30	32.118,00	<b>5.744,72</b>
18	3.250,00	532,20	31.932,00	<b>17.662,69</b>
19	3.250,00	528,90	31.734,00	<b>28.934,77</b>
20	3.250,00	525,60	31.536,00	<b>39.595,47</b>
21	3.250,00	522,40	31.344,00	<b>49.679,59</b>
22	3.250,00	518,17	31.090,20	<b>59.196,76</b>
23	3.250,00	513,78	30.826,80	<b>68.174,98</b>
24	3.250,00	509,52	30.571,20	<b>76.646,40</b>
25	3.250,00	505,26	30.315,60	<b>84.638,95</b>

Tabla 31. PRI instalación solar fotovoltaica flotante. Fuente: Elaboración propia.

El periodo de recuperación de la inversión se producirá en el año 16, concretamente a los 16 años, 6 meses y 16 días.

El tiempo de recuperación de cada planta individual se recoge en la siguiente tabla:

Configuración	PRI (años)
Monofacial	11,31
Bifacial a 37°	12,03
Bifacial a 90°	-
Bifacial este-oeste	-

Tabla 32. TIR plantas solares flotantes. Fuente: Elaboración propia.

Hay dos plantas, como se ha visto antes, en las que la inversión inicial no se recuperaría y que por lo tanto no sería rentable.

### 6.3.6. Comparativa de los diferentes indicadores económicos

A continuación, se muestra en una serie de gráficos el valor de cada uno de los indicadores económicos obtenidos:

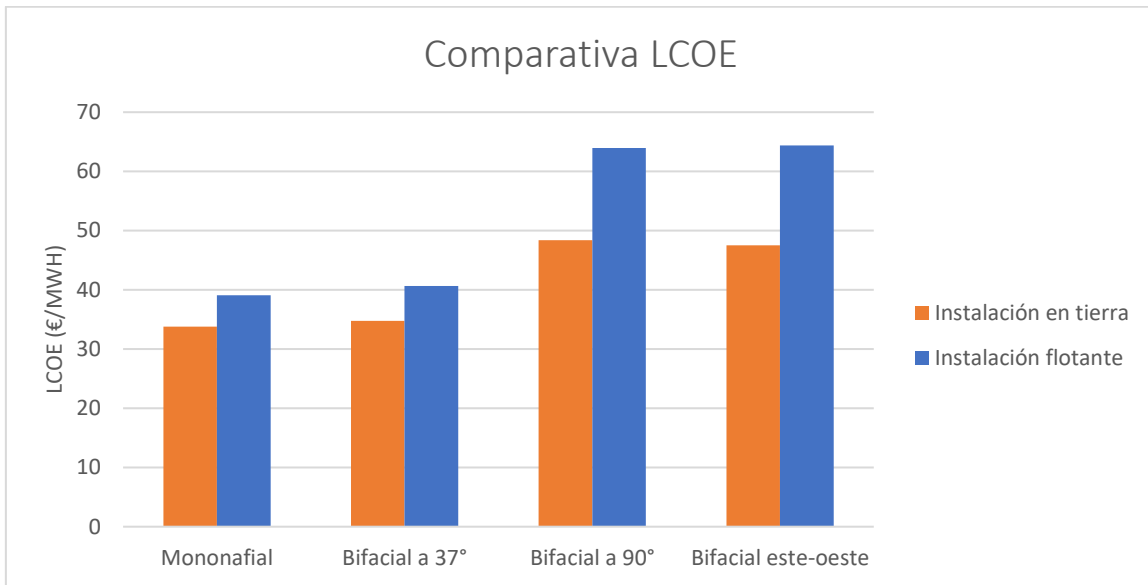


Figura 37. Comparativa LCOE de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

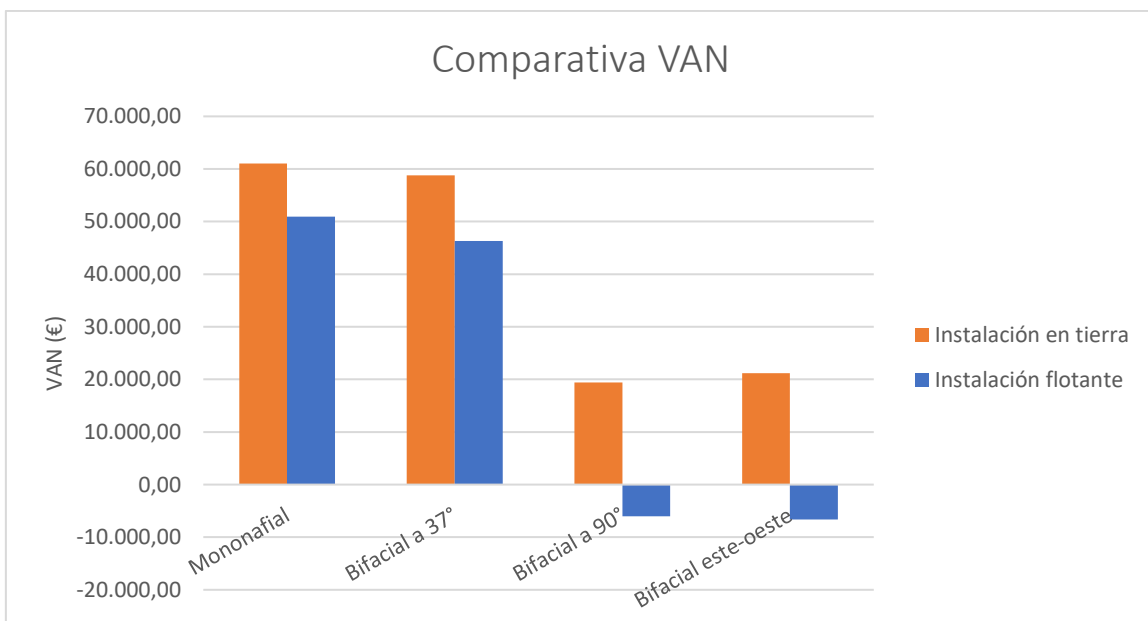


Figura 38. Comparativa VAN de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

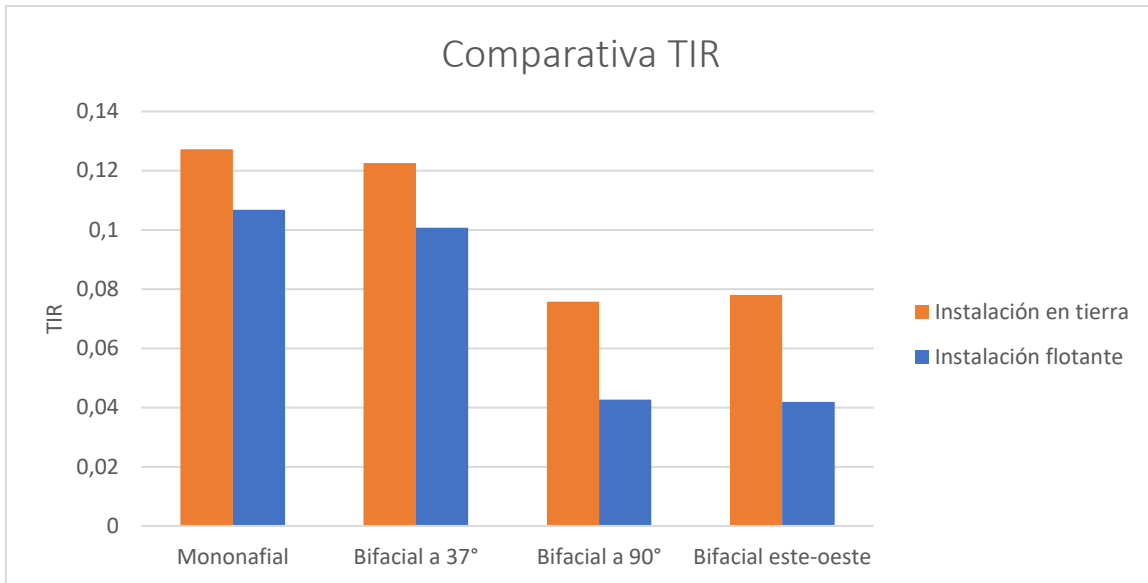


Figura 39. Comparativa TIR de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

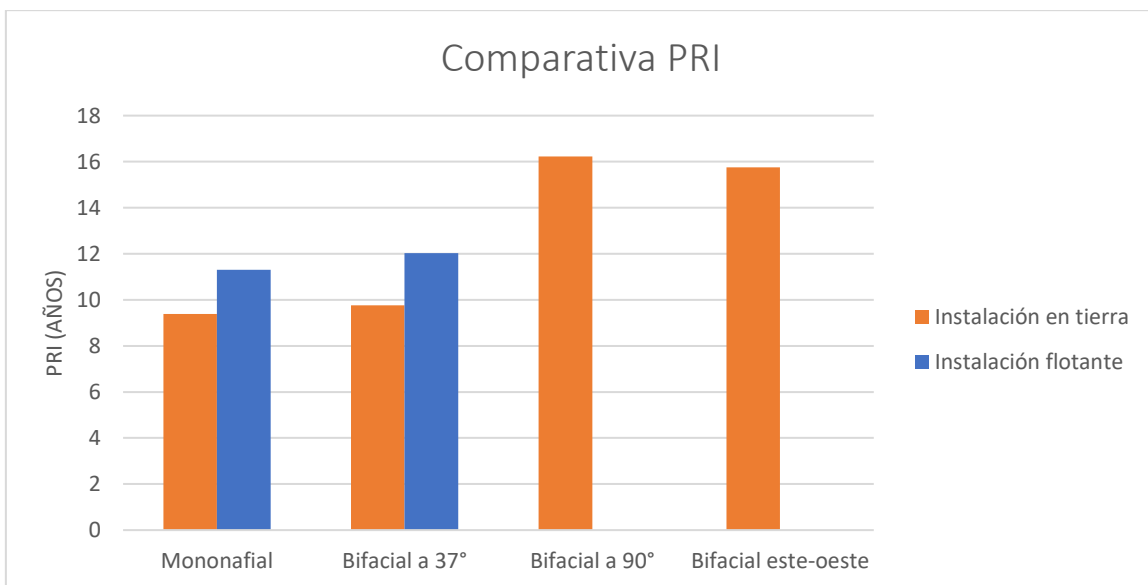


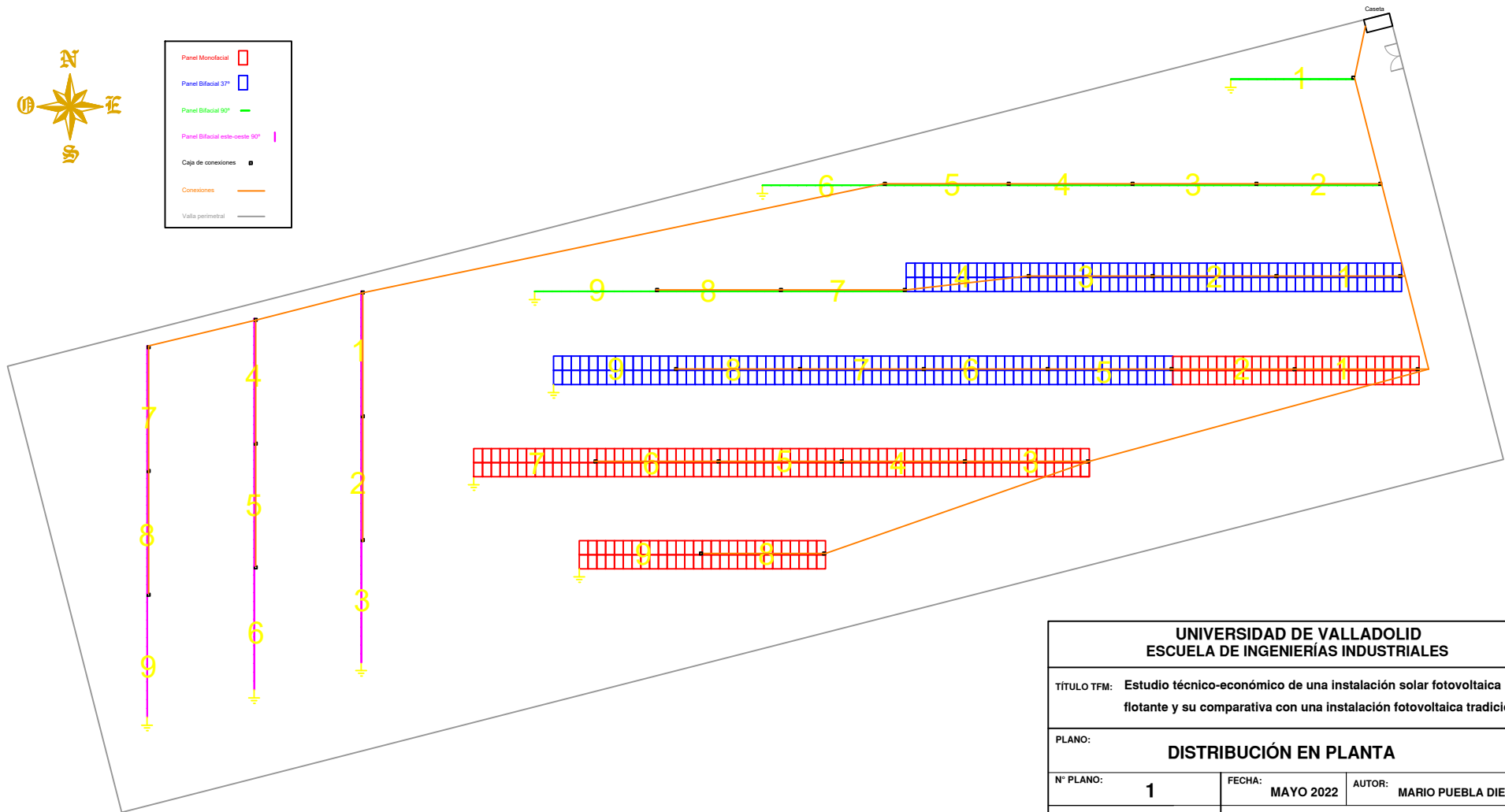
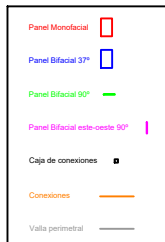
Figura 40. Comparativa PRI de las diferentes instalaciones. Fuente: Elaboración propia.

Al observar las tablas se aprecia de una manera más clara que no todas las instalaciones en tierra tienen unos mejores indicadores económicos que sus homólogas flotantes, siendo la bifacial a 90° y la bifacial este-oeste, las peores con diferencia, ya que no se llega a recuperar la inversión y por lo tanto no son proyectos rentables.

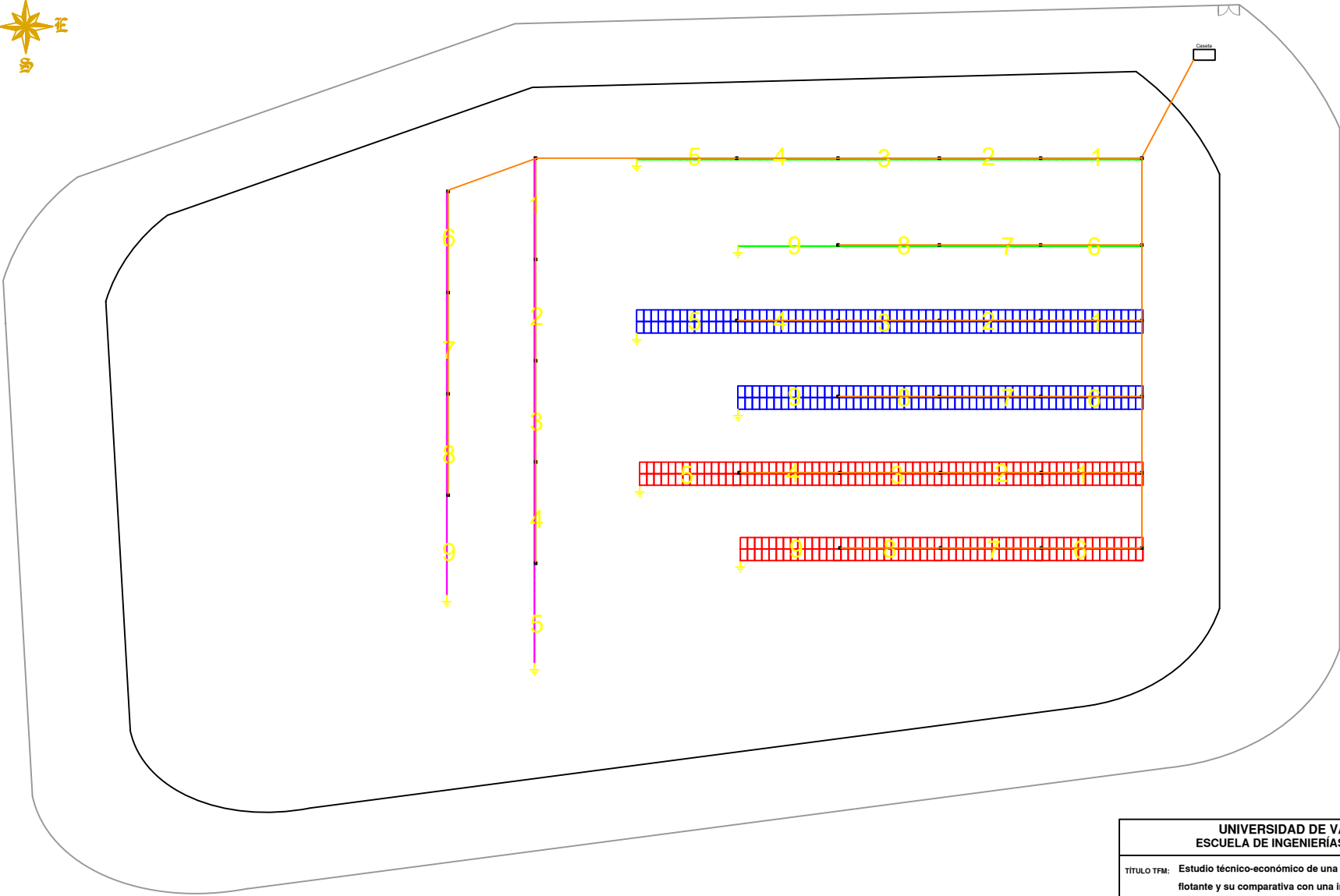


## 7. PLANOS



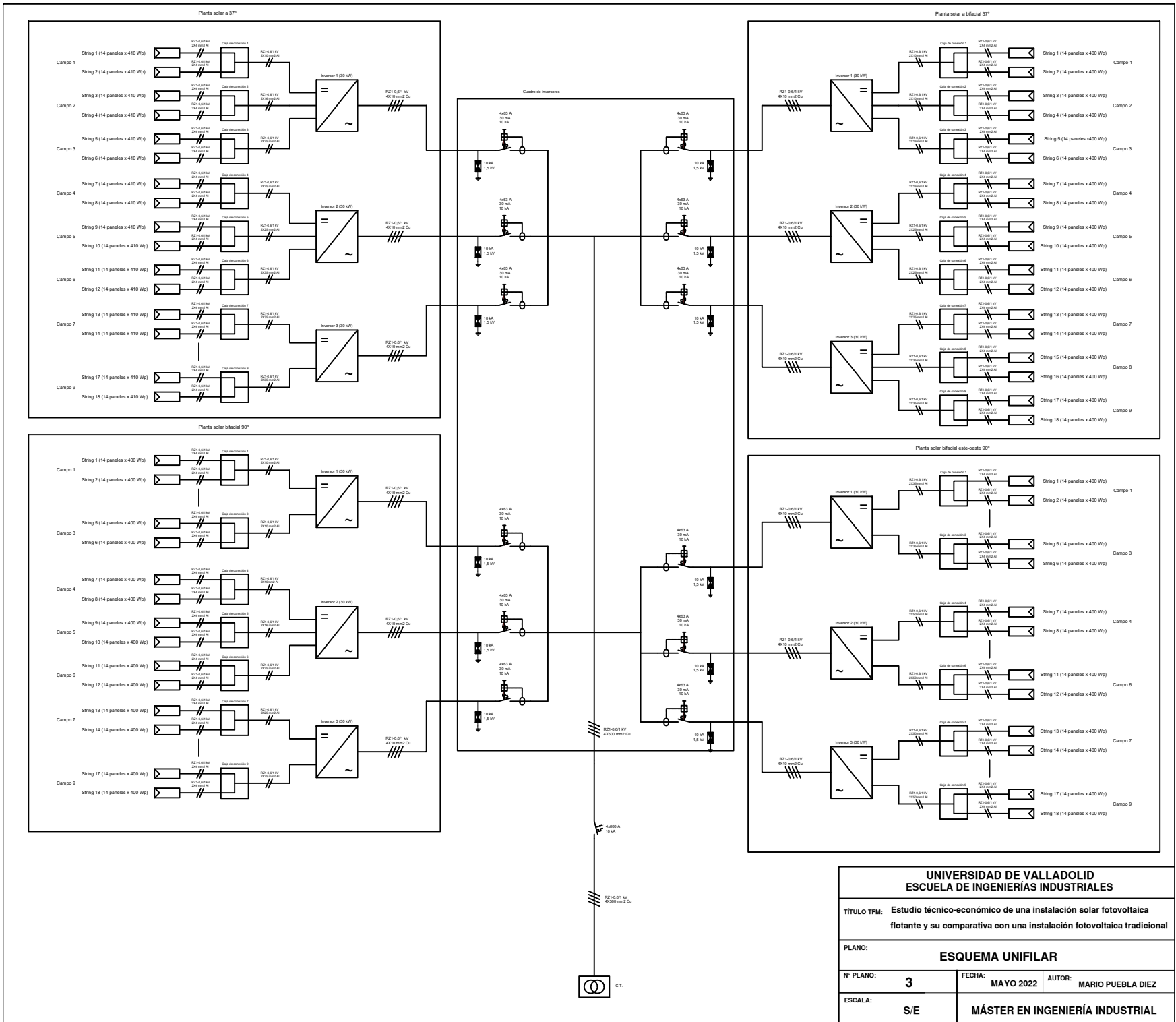


<b>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES</b>		
TÍTULO TFM: Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica flotante y su comparativa con una instalación fotovoltaica tradicional		
PLANO: <b>DISTRIBUCIÓN EN PLANTA</b>		
Nº PLANO:	<b>1</b>	FECHA: <b>MAYO 2022</b> AUTOR: <b>MARIO PUEBLA DIEZ</b>
ESCALA:	<b>S/E</b>	<b>MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</b>



Panel Monofacial	
Panel Bifacial 33°	
Panel Bifacial 30°	
Panel Bifacial este-oeste 90°	
Caja de conexiones	
Conexiones	
Valla perimetral	

<b>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID</b> <b>ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES</b>		
TÍTULO TFM: Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica flotante y su comparativa con una instalación fotovoltaica tradicional		
PLANO: <b>DISTRIBUCIÓN EN PLANTA</b>		
Nº PLANO:	<b>2</b>	FECHA: <b>MAYO 2022</b> AUTOR: <b>MARIO PUEBLA DIEZ</b>
ESCALA:	<b>S/E</b>	<b>MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</b>



<b>UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES</b>		
TÍTULO TFM: <b>Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica flotante y su comparativa con una instalación fotovoltaica tradicional</b>		
PLANO: <b>ESQUEMA UNIFILAR</b>		
Nº PLANO: <b>3</b>	FECHA: <b>MAYO 2022</b>	AUTOR: <b>MARIO PUEBLA DIEZ</b>
ESCALA: <b>S/E</b>	<b>MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL</b>	

## 8. CONCLUSIONES

En el presente Trabajo Fin de Grado se ha llevado a cabo un estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica flotante y se ha comparado con una instalación fotovoltaica tradicional.

La realización de este proyecto me ha permitido conocer la situación del sector eléctrico en España, los problemas que puede llegar a producir el cambio climático y los diferentes acuerdos que han sido firmados para combatirlos. También se ha realizado un repaso de la historia de la fotovoltaica flotante, así como conocer el estado actual de las energías renovables en el mundo y en España, y en especial de la fotovoltaica. Además, se han estudiado los diferentes elementos y tecnologías que pueden conformar una planta fotovoltaica.

Para el cálculo técnico de las instalaciones, se han escogido los componentes en función de la productividad, la eficiencia y otros criterios técnicos y económicos. A continuación, se ha calculado la energía que generarían, apoyándose en el programa PVsyst. Con estos datos se ha procedido a realizar el estudio de viabilidad económica y su comparativa.

Todo esto me ha permitido obtener mayores conocimientos en distintos campos como es en medio ambiente y sostenibilidad, energías renovables, cálculo de instalaciones de baja tensión, y sobre todo sobre energía solar fotovoltaica.

Tras la realización del estudio del proyecto se obtienen las siguientes líneas y conclusiones principales:

- La utilización de paneles bifaciales en cualquier configuración o inclinación, en superficies con un albedo de 0,2 o inferior, no es recomendable, ya que no supone ningún aumento de producción de energía con respecto al panel monofacial, siendo su precio mayor. Además, se ha comprobado que, para superficies con un albedo bajo, como es el caso del agua, la generación de estos se reduce considerablemente. La instalación de este tipo de paneles solo sería aconsejable en el caso de que la superficie donde se instalaran tuviera un albedo bastante elevado o se pudiera colocar una lámina blanca detrás de los paneles para aumentar el albedo.
- La instalación en tierra produce más energía que la instalación en agua. Esto es debido al uso de paneles bifaciales en inclinaciones y configuraciones poco eficientes, y el bajo albedo del agua. Es por lo que, con esta configuración, la instalación flotante no presente ninguna ventaja frente a la instalación tradicional, en cuanto a términos económicos se refiere.
- Analizando individualmente cada una de las plantas, aquellas con inclinaciones óptimas, tanto formadas por paneles monofaciales como bifaciales, si experimentaron en la instalación en agua un aumento de la productividad con respecto a la instalación tradicional. Este no es el caso de las dos restantes, en las cuales disminuyó de manera muy notoria la producción de electricidad y por

lo que se obtuvieron unos resultados que indican que realizar esos proyectos de manera individual no sería rentable.

- En todos los cálculos de producción de energía, la configuración que siempre nos daba la mayor obtención de electricidad era la que tenía los módulos con la inclinación óptima para la zona, en este caso de  $37^\circ$ , por lo que esta sigue siendo la mejor inclinación. Más concretamente, la planta más rentable de las 8 posibilidades, sería la que dispone de paneles monofaciales en tierra, obteniendo esta los mayores beneficios.
- Como se ha visto la producción si aumenta en la instalación flotante en determinadas condiciones. Si se realiza una configuración óptima este aumento puede suponer hasta el 10%, lo que sumado a las grandes ventajas que esta tecnología representa como el ahorro de espacio de tierra que pueden destinarse a agricultura, ganadería...etc, la posibilidad de hibridación con una central hidroeléctrica, aprovechando sus mismas infraestructuras de evacuación de la electricidad, y reduciendo la cantidad de agua evaporada, lo que también se traduce en mayor aprovechamiento de la energía del agua por parte del sistema de la central.
- Las instalaciones bifaciales a  $90^\circ$  y las bifaciales este-oeste es donde se obtienen los peores resultados tanto energéticos, como económicos, siendo no rentables en agua. Estas dos plantas se han concebido para estudiar el comportamiento de las distintas configuraciones y ver la influencia del albedo y de la temperatura del panel en ellas. En este caso se podría mejorar su comportamiento instalando en la superficie de la instalación flotante una lámina con un coeficiente de albedo muy alto, aunque también habría que tener en cuenta el efecto de la disminución de la temperatura en el panel.
- Observando los proyectos individualmente desde un punto de vista económico, todas las instalaciones en tierra son más rentables que sus homólogos flotantes. En tierra se tarda casi el doble en recuperar la inversión de la mejor opción, que es la planta con paneles monofaciales, frente a la peor que es la bifacial este-oeste. En agua se acentúa el problema de esta planta ya que ni siquiera se llega a recuperar la inversión, y el tiempo de recuperación de la inversión de la mejor planta es de dos años más, que sigue siendo la instalación con paneles monofaciales.
- Analizando ambos proyectos en su conjunto, se puede concluir que son viables, tanto desde el punto de vista técnico como económico, aunque con esta disposición, la instalación solar fotovoltaica en tierra presenta mayores ventajas.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] [https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/es\\_es/spain/home/pdfs/noticias/DATOS%20ACTUALIZADOS%20-%20Infografia%20bp%202021\\_v4.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/es_es/spain/home/pdfs/noticias/DATOS%20ACTUALIZADOS%20-%20Infografia%20bp%202021_v4.pdf)
- [2] <https://elecarnet.net/que-es-un-sistema-fotovoltaico-tipos-de-sistemas-2/>
- [3] [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf\\_sis\\_elec\\_ree\\_2020\\_0.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2021/06/downloadable/inf_sis_elec_ree_2020_0.pdf)
- [4] <https://www.pinterest.es/pin/793689134317956963/>
- [5] [http://www.medioambienteycambioclimatico.org/index.php?option=com\\_acymailing&ctrl=archive&task=view&mailid=30&key=435b37f900510fab9497c5726bebbbaeb&subid=1093-4d9ebb3678576991755702cd281971fa](http://www.medioambienteycambioclimatico.org/index.php?option=com_acymailing&ctrl=archive&task=view&mailid=30&key=435b37f900510fab9497c5726bebbbaeb&subid=1093-4d9ebb3678576991755702cd281971fa)
- [6] <https://asesorautoconsumo.wordpress.com/2013/03/21/paneles-solares-flotantes-en-la-bodega-far-niente-del-valle-de-napa/>
- [7] <http://hdl.handle.net/10251/80704>
- [8] Apuntes de la asignatura “Energías renovables” de la Universidad de Valladolid.
- [9] <https://www.biodisol.com/ahorro-energetico/paneles-solares-flotantes/>
- [10] Instituto de Investigación de la Energía Solar de Singapur (SERIS).
- [11] <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-primera-planta-fotovoltaica-flotante-de-espana-20200303>
- [12] <https://www.google.es/maps>
- [13] Informe de Síntesis del Quinto Informe de Evaluación del IPCC.
- [14] Agencia Internacional de la Energía.
- [15] <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica/>
- [16] <https://datosclima.es/Aemethistorico/Meteostation.php>
- [17] <https://ccea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/obtencion-de-valores-de-hora-solar-e-inclinacion-adecuada-para-sistemas-fotovoltaicos>
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía IDAE.
- [19] <http://www.stansolgroup.com/productos/estructuras-fotovoltaicas/>
- [20] Óscar Perpiñán Laminguero, Antonio Colmenar Santos, Manuel Alonso Castro Gil, Diseño de sistemas fotovoltaicos, 2012.



[21] Eduardo Lorenzo Pigueiras, Ingeniería fotovoltaica, Volumen III, 2014.

[22] Jinko Solar.

[23] <https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-final-prices/spanish-demand?scope=interannual>

[24] Haohui Liu, Vijay Krishna, Jason Lun Leung, Thomas Reindl, Lu Zhao, Field experience and performance analysis of floating PV technologies in the tropics, 2018.