



Diseño de una planta solar fotovoltaica flotante de 6,32 MWp en el embalse de Iznájar (Córdoba)

Trabajo Fin de Estudio

Doble Grado en Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica

Autor: Carlos Pérez-Serrano Cubo

Tutora: Dra. María del Carmen Morón Romero

Departamento: Física Aplicada I

Escuela Politécnica Superior

Universidad de Sevilla



Diseño de una planta solar fotovoltaica flotante de 6,32 MWp en el embalse de Iznájar (Córdoba)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecer a mi tutora por brindarme la oportunidad y confiar en mí.

A mi familia y amigos, por mostrarme tanto apoyo incondicional durante todos estos años.

RESUMEN

En este proyecto se realiza el diseño de una planta solar fotovoltaica flotante sobre el embalse de Iznájar.

Se instalarán un total de 12512 módulos fotovoltaicos de 505 Wp sobre una plataforma flotante, resultando en una potencia pico de 6,32 MWp. La plataforma se mantendrá estable y en posición mediante un sistema de amarres flexibles anclados al fondo del embalse.

En tierra, se localizarán los inversores y centros de transformación que elevarán la tensión a 25 kV para verter la energía a la Red a través de la ST Iznájar.

Palabras Clave: Planta fotovoltaica, energía renovable, flotante, embalse.

ABSTRACT

In this project, the design of a floating photovoltaic solar plant on the Iznájar reservoir is carried out.

A total of 12,512 photovoltaic modules of 505 Wp will be installed on a floating platform, resulting in a peak power of 6.32 MWp. The platform will be kept stable and in position by a system of flexible moorings anchored to the bottom of the reservoir.

On land, the inverters and transformation centers will be located, which will raise the voltage to 25 kV to evacuate the energy through the Iznájar substation.

Keywords: Photovoltaic plant, renewable energy, floating, reservoir.

RELACIÓN DE DOCUMENTOS

- I. MEMORIA DESCRIPTIVA
- II. MEMORIA DE CÁLCULOS
- III. PLIEGO DE CONDICIONES
- IV. PRESUPUESTO
- V. PLANOS

I. MEMORIA DESCRIPTIVA

ÍNDICE DE CONTENIDOS

ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABLAS	5
1 INTRODUCCIÓN	6
1.1 Objeto	6
1.2 Alcance	6
1.3 Limitaciones	6
2 ANTECEDENTES	7
2.1 Plantas flotantes fotovoltaicas.....	7
2.2 Fotovoltaica flotante en el mundo	8
2.3 Fotovoltaica flotante en España	10
3 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	12
3.1 Células fotovoltaicas	12
3.2 Funcionamiento del efecto fotovoltaico	12
4 VENTAJAS DE LAS FPV	13
4.1 Mejora del rendimiento.....	13
4.2 Reducción de la evaporación del agua	13
4.3 Disminución del crecimiento de algas	14
4.4 Sinergia con centrales hidroeléctricas.....	14
4.5 Aprovechamiento del terreno	15
5 TIPOS DE SISTEMAS Y ESTRUCTURAS FLOTANTES	16
5.1 Flotadores Puros.....	16
5.2 Con estructura metálica	17
5.3 De membrana	18
5.4 Sistemas de amarres y anclajes	18
6 NORMATIVA ESPAÑOLA PARA LAS FPV	20
7 IMPACTO AMBIENTAL	21
8 NORMATIVA APLICADA	22
9 EMPLAZAMIENTO	23
10 CLIMATOLOGÍA	25
10.1 Temperatura.....	25
10.2 Nubosidad.....	26
10.3 Horas de luz.....	26

10.4	Velocidad del viento	26
11	DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA	27
12	ELEMENTOS PRINCIPALES.....	28
12.1	Generador fotovoltaico.....	28
12.2	Cajas de agrupación de nivel I.....	29
12.3	Inversores	29
12.4	Power plant Controler y sistema SCADA.....	30
12.5	Centros de transformación.....	31
12.6	Plataforma flotante	32
12.7	Sistema de amarres y anclajes	33
13	CABLEADO Y CONECTORES	34
13.1	Conectores.....	34
13.2	Cableado en Baja Tensión	34
13.2.1	Conexión string – Caja de agrupación.....	34
13.2.2	Conexión caja de agrupación - inversor	35
13.2.3	Conexión Inversor – Transformador	36
13.3	Cableado en Media tensión	36
14	PROTECCIONES	37
14.1	Protecciones en BT.....	37
14.2	Protecciones en MT	38
15	PUESTA A TIERRA.....	39
15.1	Puesta a tierra de la instalación de BT.....	39
15.2	Puesta a tierra de los centros de transformación	39
16	CONCLUSIÓN	40
	ANEXO I. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	41
	ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS	45
	BLIBLIOGRAFÍA	46

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de una planta fotovoltaica flotante (5)	8
Figura 2: FPV de Far Niente Winery, California (7)	9
Figura 3: Capacidad instalada global de FPV (8)	9
Figura 4: Planta de 320 MW en China (9)	10
Figura 5: Planta de 41,1 MWp en Países Bajos (11)	10
Figura 6: FPV de Sierra Brava (12)	11
Figura 7: prototipo de FPV marina en la Palma (14)	11
Figura 8: efecto fotovoltaico (15)	12
Figura 9: Estructura de generación acumulada (4)	14
Figura 10: Sistema de flotadores puros de Ciel & Terre (22)	16
Figura 11: Sistema de flotadores puros de Isigenere (23)	17
Figura 12: Sistema con estructura flotante (24)	17
Figura 13: Sistema de membrana en Filipinas (25)	18
Figura 14: Tipos de sistemas de anclaje y amarre (26)	19
Figura 15: Embalse de Iznájar (29)	23
Figura 16: Central hidroeléctrica de Iznájar (30)	24
Figura 17: FPV sobre la superficie del agua (catastro y elaboración propia) ...	24
Figura 18: Promedio diario de temperaturas (31)	25
Figura 19: Promedio de temperaturas por meses (31)	25
Figura 20: Promedio diario de nubosidad (31)	26
Figura 21: Promedio de horas de luz por meses (31)	26
Figura 22: Promedio de la velocidad del viento por meses (31)	26
Figura 23: Cajas de agrupación (33)	29
Figura 24: MV Skid Compact (35)	31
Figura 25: Sistema de flotadores puros de Isigenere (23)	32
Figura 26: Plataforma flotante (elaboración propia)	32
Figura 27: Sistema de amarres de Seaflex (36)	33
Figura 28: Conector MC4 (37)	34
Figura 29: Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K (38)	35
Figura 30: Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K (39)	36

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Principales características de la planta	27
Tabla 2: Característica del módulo fotovoltaico	28
Tabla 3: Característica del inversor	30
Tabla 4: Característica del módulo fotovoltaico	31

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Objeto

El presente proyecto tiene por objeto diseñar detalladamente las características técnicas para la instalación de una planta solar fotovoltaica flotante conectada a la Red de distribución. La planta se encontrará ubicada sobre el embalse de Iznájar y evacuará la energía por medio de una línea soterrada de 25 kV desde los centros de transformación hasta la subestación de Iznájar.

Para el cálculo y dimensionamiento se seguirá la correspondiente normativa y se aplicarán los conocimientos desarrollados durante el periodo educativo.

No será objeto de este proyecto la posición de la línea de 25 kV en la subestación y la Evaluación de Impacto Ambiental.

1.2 Alcance

El ámbito de aplicación en la realización de este proyecto industrial es académico. Se describirán las fases necesarias para el diseño de una planta solar fotovoltaica flotante. Las cuales comprenden desde el cálculo y dimensionamiento de los elementos que la componen, hasta la realización de un estudio de viabilidad económica tras simular la producción anual y determinar el presupuesto.

Así mismo, se hará una breve contextualización de la historia y el auge de este tipo de tecnología en el mundo y las ventajas que presenta.

1.3 Limitaciones

Queda fuera del alcance de este proyecto el dimensionamiento de los amarres para la plataforma flotante y el estudio detallado del efecto refrigerante del agua en la temperatura ambiente de la zona. Obteniéndose tan solo una solución teórica y aproximada.

2 ANTECEDENTES

La acuciante necesidad de combatir y revertir el cambio climático ha inducido a los organismos gubernamentales a adoptar serias medidas para afrontarlo. En 2016 se estipuló el Acuerdo de París (1), un tratado internacional acordado por 196 partes con el objetivo de limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2 grados centígrados, con respecto a los niveles preindustriales. Para lograr este objetivo se precisa una transformación económica y social, fomentando las nuevas tecnologías.

Por parte de la Unión Europea se presenta el paquete de medidas Objetivo 55 (2). En él se establece la obligación jurídica para los países miembros de reducir las emisiones al menos en un 55 % en 2030 y conseguir la descarbonización total para 2050.

En España, mediante la ley de cambio climático y transición energética (3) se establecen como objetivos para 2030: la reducción en un 23 % de los gases de efecto invernadero con respecto al año 1990, conseguir un sistema eléctrico donde al menos el 74 % de la generación y el 42 % del consumo final procedan a partir de energías renovables y mejorar la eficiencia energética.

Durante el 2023 el total de la producción renovable en el territorio español creció hasta un 49,9 %, aumentando un 14,3 % con respecto al año anterior (4). De esta forma, la impulsión de nuevas tecnologías como las plantas fotovoltaicas flotantes, o FPV por sus siglas en inglés (Floating Photovoltaic), ofrecen una adecuada oportunidad para alcanzar los objetivos.

2.1 Plantas flotantes fotovoltaicas

Las plantas fotovoltaicas flotantes son instalaciones de generación fotovoltaica situadas sobre distintas masas de agua como embalses, mares, estanques de riego o canales. Esto resulta del uso de elementos flotantes que otorgan una gran flexibilidad para adoptar diversas configuraciones, reemplazando las clásicas estructuras metálicas sobre el terreno.

Los principales elementos de los que se componen, tal y como se muestran en la figura 1, son:

- Pontón o estructura flotante
- Sistema de amarre y anclaje

- Paneles fotovoltaicos
- Cajas de agrupación
- Inversor
- Sistemas de protección
- Cableado

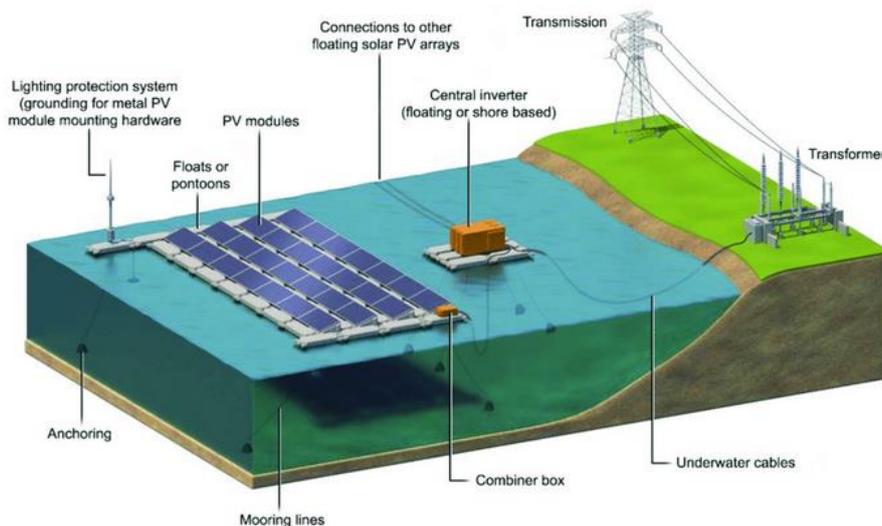


Figura 1: Esquema de una planta fotovoltaica flotante (5)

2.2 Fotovoltaica flotante en el mundo

La historia de las FPV comienza en Japón en el año 2007 con el proyecto Aichi, desarrollado por un grupo de investigadores financiados por el Ministerio de Medio Ambiente. El motivo de la investigación consistió en analizar el efecto de la temperatura del módulo en el rendimiento del sistema fotovoltaico, introduciendo, a su vez, el concepto de planta fotovoltaica flotante (6).

No fue hasta 2008, en Far Niente Winery, California, cuando se construyó la primera instalación comercial (figura 2), con una potencia de 175 kWp. El sistema se dispuso sobre un estanque de riego, evitando de esta forma ocupar terreno valioso para el cultivo.



Figura 2: FPV de Far Niente Winery, California (7)

Paulatinamente su uso fue expandiéndose a otros países hasta que en 2016 la capacidad instalada se incrementó significativamente, apareciendo en China las primeras plantas de más de 10 MWp. La capacidad total instalada mundialmente en 2021 fue de 3,8 GW y se espera que para 2030 se incremente hasta 30 GW (figura 3|8).

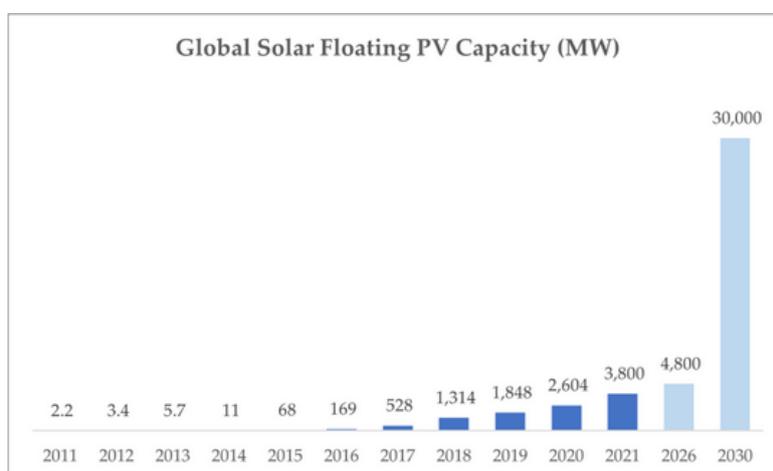


Figura 3: Capacidad instalada global de FPV (8)

Hoy en día, al este de China se encuentra la planta con mayor capacidad hasta la fecha, con una potencia instalada de 320 MW, situada en Dezhouen (figura 4).



Figura 4: Planta de 320 MW en China (9)

En Europa países como Francia, Reino Unido o Países Bajos lideran el mercado de la fotovoltaica flotante, teniendo este último la mayor planta con una potencia de 41,1 MWp, situada en Sellinger (figura 5). Así mismo, en Alemania se ha puesto en marcha una serie de licitaciones con el objetivo de instalar 150 MW en total (10).



Figura 5: Planta de 41,1 MWp en Países Bajos (11)

2.3 Fotovoltaica flotante en España

En España, la primera planta fotovoltaica flotante se remonta a 2009, en la localidad alicantina de Angost, con una potencia de 320 kW. No obstante, la situación de las FPV no se encuentra tan desarrollada como en otros países vecinos ya mencionados, pese al potencial del territorio al ser una de las zonas más soleadas de Europa y de tener de una gran cantidad de embalses y espacio marítimo. La mayoría de los sistemas instalados son de baja potencia, ubicados en estanques de riego destinados al autoconsumo (10).

Las plantas con mayor capacidad de generación se encuentran ubicadas en el embalse de Sierra Brava (Cáceres) de 1,1 MW y sobre la balsa Dehesas de las Yeguas (Huelva) de 1,6 MW, destinada al bombeo. La planta de Sierra Brava fue la primera instalación conectada a red en España, desarrollada por Acciona. Su finalidad radica en analizar las soluciones técnicas más adecuadas para el emplazamiento de paneles sobre embalses o lagos y la optimización en la producción energética de este tipo de instalaciones (figura 6|12).



Figura 6: FPV de Sierra Brava (12)

Nuevos proyectos innovadores se encuentran en desarrollo, como es el caso del prototipo de planta fotovoltaica flotante en las aguas del puerto de Tazacorte, al oeste de la isla de La Palma. El sistema, fruto del proyecto europeo Boost, cuenta con una membrana capaz de soportar temporales y olas de varios metros de altura (figura7|13)



Figura 7: prototipo de FPV marina en la Palma (14)

3 INTRODUCCIÓN A LA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

El efecto fotovoltaico es por el cual se obtiene energía eléctrica en las células fotovoltaicas a través de la radiación solar.

3.1 Células fotovoltaicas

Las células fotovoltaicas se componen de dos semiconductores, normalmente de silicio, los cuales se dopan con otros elementos para generar un exceso de electrones o exceso de huecos. Lo que conlleva a cargas negativas y positivas, respectivamente.

Los elementos más empleados para ello son el fósforo y el boro. Obteniéndose de esta forma Silicio (Tipo P) con exceso de huecos y Silicio (Tipo N) con exceso de electrones.

En la unión entre semiconductores, parte de los electrones del semiconductor N ocupan huecos del semiconductor P, generándose en esta región un campo eléctrico (figura 8).

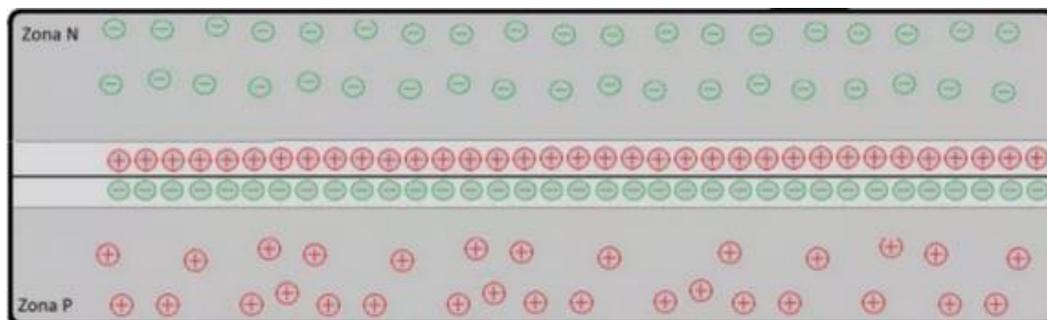


Figura 8: efecto fotovoltaico (15)

3.2 Funcionamiento del efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico consiste en la diferencia de potencial que se produce entre los semiconductores cuando la radiación alcanza la unión entre ellos.

La energía transmitida a los electrones provoca su extracción de los átomos donde se encontraban, dejando un hueco tras de sí. El campo eléctrico existente evita que los electrones se alojen en los huecos de la zona, haciendo que los electrones y los huecos circulen, como cargas negativas y positivas, a través de los conductores que conforman el circuito.

4 VENTAJAS DE LAS FPV

Las instalaciones fotovoltaicas flotantes presentan ciertas ventajas frente a los sistemas terrestres, en términos de rendimiento energético e impacto ambiental.

4.1 Mejora del rendimiento

La temperatura ambiente sobre la superficie del agua es menor que en tierra. Este factor influye en una mejora en la refrigeración de los paneles, aumentando así su rendimiento.

En el siguiente estudio (16), mediante modelos de elementos finitos, se analiza como varía la distribución de temperatura en las células fotovoltaicas en entornos acuáticos con respecto al sistema convencional. Para ello, en los parámetros de simulación se estableció una diferencia de temperatura entre ambos emplazamientos de 5 °C.

El rendimiento en la generación es inversamente proporcional a la temperatura de operación, siguiendo la siguiente ecuación:

$$\eta = \eta_{ref}(1 - \beta(T_c - T_{ref}))$$

El parámetro β depende del material de la célula fotovoltaica, siendo en este caso de valor $0,0045^{\circ}\text{C}^{-1}$. Por cada 1 °C que asciende la temperatura, su rendimiento disminuye un 0,45 %.

Bajo una irradiancia de 1000 W/m^2 y una velocidad del viento de 1 m/s, se aprecia una diferencia de temperatura de operación de 3,5 °C en el sistema flotante frente al terrestre. Dando lugar a una mejora del rendimiento de 1,58 % bajo condiciones ambientales similares.

4.2 Reducción de la evaporación del agua

La velocidad del viento y la radiación son unos de los factores más influyentes en la evaporación del agua en los embalses. Cubrir parte de su superficie mediante plantas fotovoltaicas flotantes ayuda a mitigar este efecto. Por otra parte, dependiendo de las características de los sistemas de flotación, pueden obtenerse altos porcentajes de reducción en la evaporación (17).

En determinadas zonas de clima árido este aspecto cobra mayor importancia, incluso si las dimensiones de la planta no llegan a ocupar una gran superficie. En un estudio realizado en la reserva Passaúna (Brasil) para analizar el efecto de las FPV en la evaporación del agua (18), se obtuvo que para una instalación de 5 MWp la cantidad de agua ahorrada en un año era aproximadamente de 0,015 hm³, cubriendo un 0,7 % de la superficie total. Aunque esta cantidad no representa un valor significativo comparado con el total del volumen evaporado, el cual se estima de 3,65 hm³, es capaz de suministrar a 196 personas por año.

4.3 Disminución del crecimiento de algas

Otro efecto de cubrir parte de la superficie consiste en la disminución del crecimiento de algas, al reducir su exposición a la luz solar. Esto conlleva a un aumento en la calidad del agua al bajar el grado de eutrofización, reduciendo también posibles labores y costes de tratamiento (6).

4.4 Sinergia con centrales hidroeléctricas

Las FPV como apoyo en la generación de una central hidroeléctrica otorgan una serie de beneficios debido a la oportunidad que ofrecen ambas tecnologías de complementarse entre ellas. En las épocas más secas del año la capacidad de generación de las hidroeléctricas puede verse reducida, mientras que para la fotovoltaica aumenta debido a los mayores niveles de irradiancia a lo largo del día. Adicionalmente, esta compensación también se aprecia diariamente en la estructura típica de generación nacional, con relación a las horas de luz (figura 8).

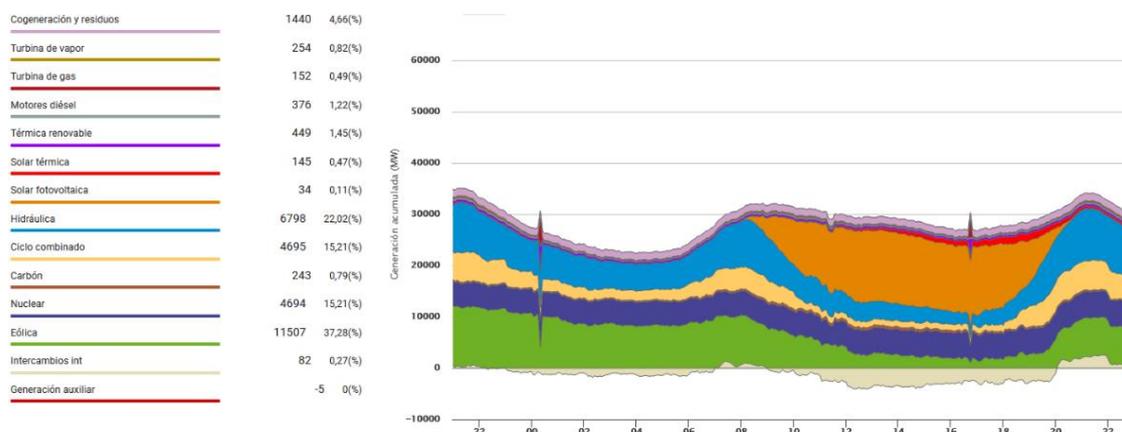


Figura 9: Estructura de generación acumulada (4)

Por tanto, este tipo de configuraciones permite ayudar a mantener el balance del nivel agua en embalses con centrales hidroeléctricas, especialmente para el caso de los que se encuentran en situación de emergencia debido a la sequía (19).

Por otro lado, es de carácter interesante la posibilidad de hibridación con una central de bombeo, aprovechándose esta de la energía fotovoltaica para elevar el agua al depósito superior.

Otro beneficio de las FPV recae en la optimización de las infraestructuras de evacuación a red que dispone la central hidroeléctrica y la proximidad de estas, facilitando en su instalación los costes económicos y de operación.

4.5 Aprovechamiento del terreno

Por último, es de carácter interesante la reducción en la ocupación de grandes extensiones de terreno, empleando masas de agua que de otro modo no serían utilizadas, y así destinarlo a otro tipo de usos.

5 TIPOS DE SISTEMAS Y ESTRUCTURAS FLOTANTES

Debido a los desafíos y peculiaridades que supone el emplazamiento de plantas fotovoltaicas sobre superficies de agua, diferentes sistemas y soluciones se han desarrollado a lo largo de los años.

Determinados factores pueden reducir el rendimiento de los paneles, como giros y desplazamientos imprevistos o microgrietas en los módulos, debidos a las vibraciones y esfuerzos a causa del viento y las olas. Por ello, es esencial un buen sistema de amarre y una estructura flotante capaz de resistir los esfuerzos ante posibles condiciones ambientales desfavorables y evitar problemas de corrosión (20).

En el ámbito comercial, los sistemas más empleados son (21):

- Flotadores puros
- Con estructura metálica
- De membrana

5.1 Flotadores Puros

Estos sistemas se caracterizan por disponer los paneles fotovoltaicos directamente sobre una estructura flotante, la cual suele estar compuesta enteramente por un polímero de alta densidad. El grado de inclinación que pueden alcanzar no suele ser muy elevado, entorno a unos 12°, aunque gracias a su sencillez de fabricación, instalación y mantenimiento hace de este sistema el más empleado para construir plantas de grandes dimensiones. Uno de los fabricantes más demandados para este tipo de diseño es Ciel & Terre (figura 9|22).



Figura 10: Sistema de flotadores puros de Ciel & Terre (22)

Dentro del mercado español, la empresa Isigenere apuesta por la tecnología fotovoltaica flotante con su modelo Isifloating (figura 10|23).

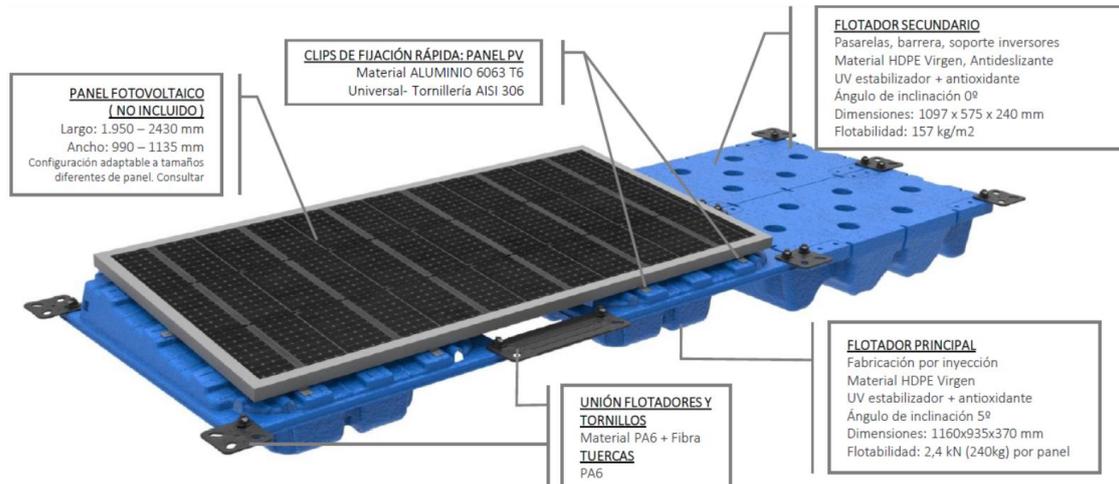


Figura 11: Sistema de flotadores puros de Isigenere (23).

5.2 Con estructura metálica

En este caso los módulos se apoyan sobre una estructura metálica que aporta al sistema una mayor resistencia, permitiendo así adoptar el grado de inclinación deseado (figura 11). Además, a diferencia de los anteriores, ofrecen una mayor refrigeración debido a que favorecen mejor la circulación del aire. Sin embargo, su instalación es más compleja y sufren mayor riesgo de corrosión.



Figura 12: Sistema con estructura flotante (24)

5.3 De membrana

En este tipo de sistemas los paneles se colocan directamente sobre una membrana sustentada por unos anillos metálicos y en contacto con el agua (figura 12). Debido a que carecen de una estructura no es posible aportar un ángulo de inclinación. Pero, no obstante, tienen un alto grado de disipación del calor, disminuyendo así la temperatura de operación de los paneles y aumentando su eficiencia.

Otro tipo de ventajas es su capacidad para resistir condiciones climatológicas adversas y adecuarse al movimiento de las olas, siendo, de esta forma, una adecuada opción para emplazamientos en el mar. Adicionalmente, este modelo es el tipo de sistema que mayor efecto tiene en la reducción de la evaporación y poseen un buen comportamiento ante variaciones del nivel del agua. Sin embargo, el uso de esta tecnología no se encuentra aún tan desarrollada.



Figura 13: Sistema de membrana en Filipinas (25)

5.4 Sistemas de amarres y anclajes

El sistema de amarres y anclajes es fundamental en una instalación fotovoltaica flotante. Debe mantener al sistema estable y en posición, permitiendo, a su vez, un rango aceptable de movimiento y contrarrestar las variaciones del viento, las corrientes y las olas. Además, es conveniente que pueda adaptarse a cambios en el nivel del agua (26).

Para seleccionar el método adecuado se debe atender a aspectos como la dimensión de la planta, el tipo de estructura flotante, la profundidad del agua o las cargas medioambientales. Para ello, los tres métodos de anclaje más empleados son:

- Anclaje en el fondo
- Anclaje en la orilla
- Pilotes

De igual forma, la elección del tipo de amarre responde a los mismos factores, pudiéndose emplear sistemas flexibles, tensionados o suspendidos. Adicionalmente, los sistemas pueden complementarse con el uso de boyas (figura 13).

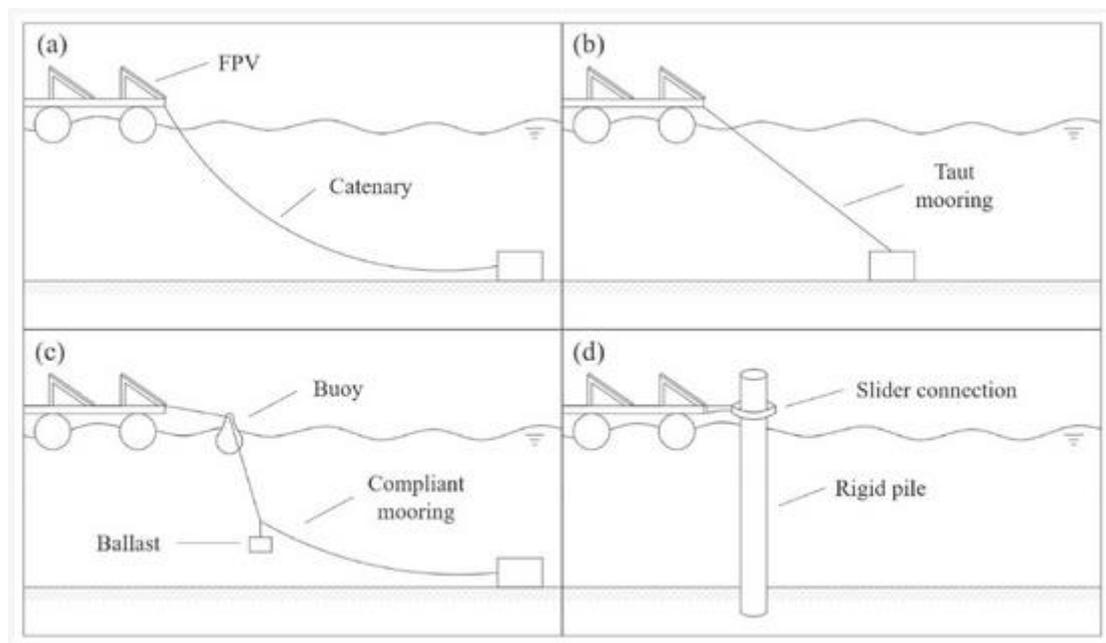


Figura 14: Tipos de sistemas de anclaje y amarre (26)

6 **NORMATIVA ESPAÑOLA PARA LAS FPV**

Aunque actualmente en España no se ha definido una hoja de ruta concreta para las FPV, el gobierno ha comenzado a incorporar este tipo de instalaciones en sus iniciativas para promover las energías renovables. Específicamente, en el Real Decreto-ley 6/2022 (27), de 29 de marzo, se disponen una serie de modificaciones para el texto refundido de la Ley de Aguas (28) en el artículo 77 bis. Algunas de las cuales son:

- La concesión tendrá un plazo máximo de duración, incluidas las prórrogas, de 25 años
- La superficie útil total para el dimensionamiento de la planta será la superficie media mensual del embalse de los últimos de 10 años
- Necesidad de presentar un informe de Evaluación de Impacto Ambiental en la tramitación de la concesión

7 IMPACTO AMBIENTAL

Además de la influencia de este tipo de instalaciones sobre la evaporación del agua y la disminución del crecimiento de algas, mencionados en los apartados 2.5.1 y 2.5.2 de este documento, será necesario estudiar el impacto sobre otros aspectos como:

- Geomorfología
- Hidrografía
- Vegetación
- Fauna
- Espacios naturales protegidos
- Paisajes
- Climatología
- Calidad del aire

El estudio de la Evaluación del Impacto Ambiental deberá comprender el tiempo no solo durante la fase de explotación de la planta, si no también durante la fase de construcción y desmantelamiento. Así como implementar medidas preventivas y correctoras en caso de accidentes o catástrofes y programas de vigilancia.

8 **NORMATIVA APLICADA**

- Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-BT 01 a 52
- Reglamento de Alta Tensión. Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC - RAT 01 a 23
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, en el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania
- R.D. 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica
- Normas UNE y recomendaciones UNESA
- R.D. 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas
- Real Decreto 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación
- Real Decreto 1247/2008, de 18 de julio, del Ministerio de Fomento sobre la Instrucción EHE-08 de hormigón estructural

9 EMPLAZAMIENTO

La instalación se ubica en el embalse de Iznájar (Córdoba). Es el pantano más grande de Andalucía con una capacidad máxima de 920 hm³ (figura 14), pudiendo abastecer en torno a 200.000 personas de entre varios municipios. Pertenece a la Confederación Hidrográfica del Guadalquivir.



Figura 15: Embalse de Iznájar (29)

La presa de gravedad se ubica sobre el río Genil (figura 15), cerca de la localidad de Cuevas de San Marcos (Málaga). Se alza hasta una altura de 122 m desde la cimentación y dispone de una central hidroeléctrica con las siguientes características:

- General:
 - Potencia total: 76,8 MW
 - Salto bruto: 97,3 m
 - Caudal nominal: 100 m³/s
 - Dos grupos
- Turbinas:
 - Número de turbinas: 2
 - Tipo: Francis
 - Caudal: 50 m³/s
 - Velocidad: 231 rpm

- Alternadores:
 - Número de alternadores: 2
 - Potencia nominal: 48.000 kVA
 - Tensión nominal: 10,5 kV



Figura 16: Central hidroeléctrica de Iznájar (30)

La planta fotovoltaica flotante ocupa una superficie de 3,63 ha. Lo cual representa un 0,14 % de la superficie total del embalse (figura 16).

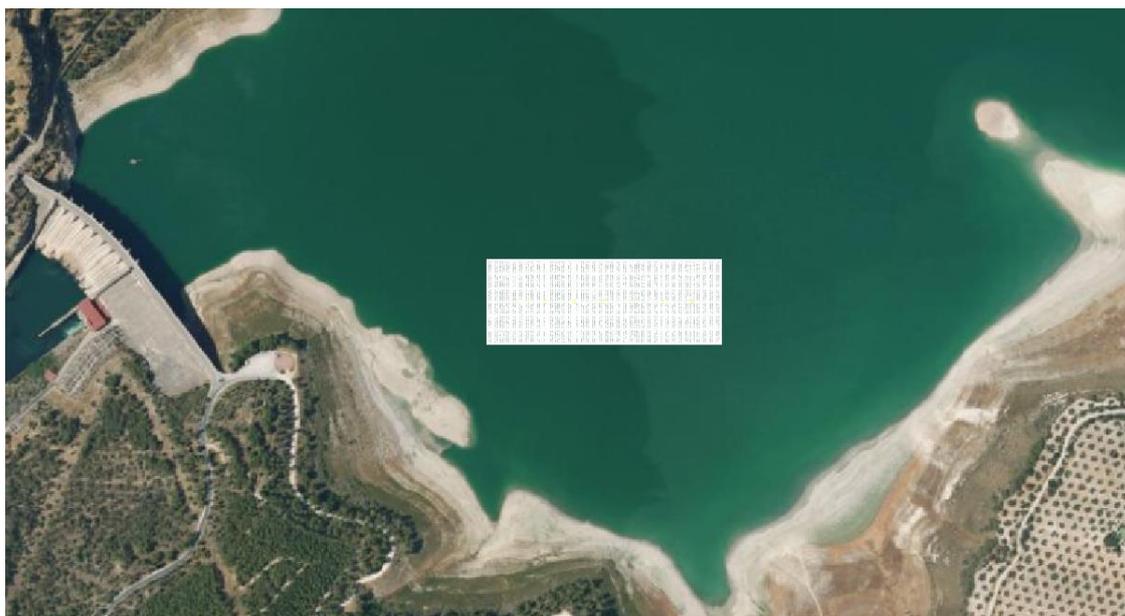


Figura 17: FPV sobre la superficie del agua (catastro y elaboración propia)

10 CLIMATOLOGÍA

A partir de la base de datos de Weather Spark (31) se obtienen los valores promedio de la temperatura, nubosidad, horas de luz y velocidad del viento en la zona, concretamente los datos recogidos en Cuevas de San Marcos, entre los años 2016-2024.

Posteriormente, en el apartado del estudio energético se analizarán los valores de irradiación para la simulación del cálculo de la producción de la planta.

10.1 Temperatura

La media de temperaturas en verano se mantiene por encima de los 30 °C. Los valores máximos se alcanzan entre los meses de julio y agosto, aunque sin llegar a superar los 40 °C (figura 18).

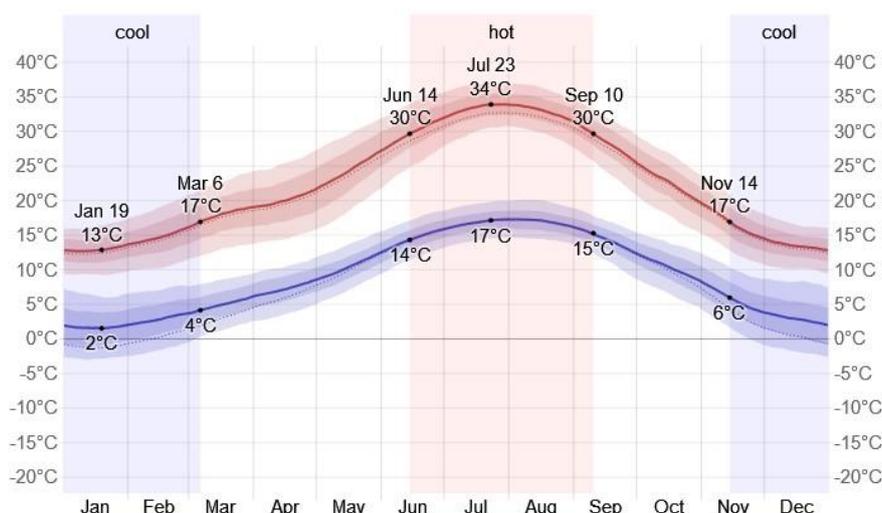


Figura 18: Promedio diario de temperaturas (31)

De la gráfica se obtiene el promedio para cada uno de los meses (figura 19):

Average	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
High	13°C	15°C	18°C	20°C	24°C	30°C	33°C	33°C	29°C	23°C	17°C	13°C
Temp.	7°C	8°C	11°C	13°C	17°C	22°C	25°C	25°C	21°C	16°C	11°C	8°C
Low	2°C	3°C	5°C	7°C	10°C	14°C	17°C	17°C	14°C	10°C	6°C	3°C

Figura 19: Promedio de temperaturas por meses (31)

En el estudio energético se tendrá en cuenta la disminución de temperatura ambiental sobre la superficie del agua. La cual se estimará de unos 5 °C.

10.2 Nubosidad

A lo largo de todo el año se tiene en la zona una predominancia de cielos despejados frente a completamente nublados. Mayoritariamente se aprecia la diferencia en los meses más calurosos (figura 20).

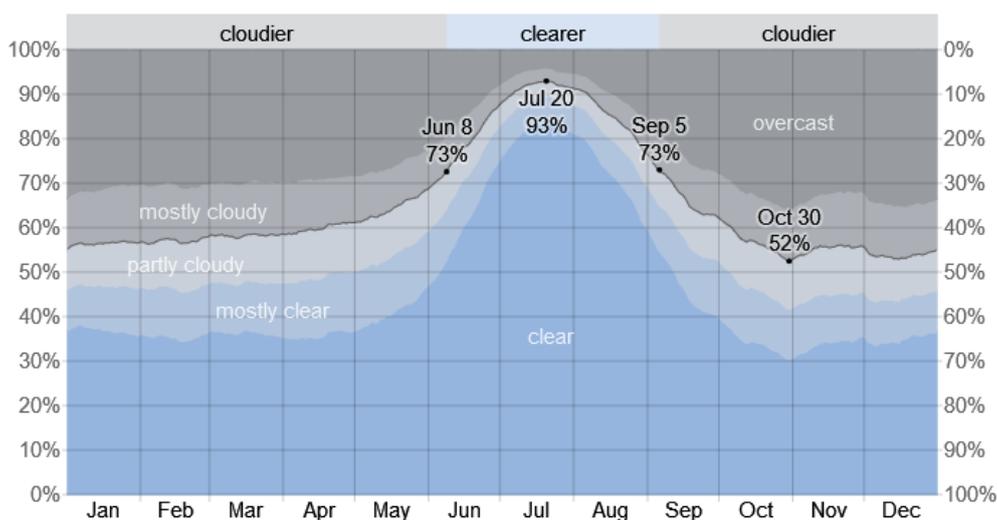


Figura 20: Promedio diario de nubosidad (31)

10.3 Horas de luz

El promedio de horas de luz oscila entre un valor mínimo de 9,6 y un máximo de 14,7 horas (figura 21).

Hours of	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Daylight	9.9h	10.8h	12.0h	13.2h	14.2h	14.7h	14.4h	13.5h	12.4h	11.2h	10.2h	9.6h

Figura 21: Promedio de horas de luz por meses (31)

10.4 Velocidad del viento

La velocidad del viento en la zona varía ligeramente en torno a los 3 m/s a lo largo del año (figura 22).

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Wind Speed (m/s)	3.2	3.3	3.3	3.3	3.1	2.8	2.8	2.7	2.7	3.0	3.2	3.3

Figura 22: Promedio de la velocidad del viento por meses (31)

11 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA PLANTA

El proyecto consiste en el diseño de una planta fotovoltaica flotante sobre el Embalse de Iznájar. La planta está constituida por 12444 módulos Trina Solar TSM-NEG18R.28 de 505 Wp cada uno, lo que supone una potencia pico de 6,32 MWp.

Los módulos se instalarán sobre una plataforma flotante con una inclinación de 5° y orientados al sur. El sistema empleado será la tecnología Isifloating de la empresa Isigenere.

Los 12512 módulos se dividirán en dos grupos de 184 strings con 34 paneles conectados en serie. Cada conjunto de strings en paralelo se conectará a un inversor de exterior POWER ELECTRONICS FS3005K de 630 V de salida y 3005 kVA a 40 °C, lo que supone una potencia nominal total de 6,01 MVA. Los cables, desde la plataforma flotante hasta tierra, irán entubados y flotando sobre la superficie del agua por medio de unas boyas.

A la salida de los inversores se conectará directamente un transformador 0,63/25 kV. Ambos elementos forman parte de un conjunto MV Skid Compact de POWER ELECTRONICS. Ambos conjuntos estarán cercados por una valla de cerramiento de 2 m de altura.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las principales características de la planta:

Concepto	Valor
Potencia pico (Wp)	6318560
Potencia nominal a 40 °C (W)	6010000
Potencia pico de los módulos (W)	505
Nº total de módulos	12512
Nº de módulos por string	34
Nº total de strings	368
Potencia de los inversores a 40 °C/50 °C (kVA)	3005/2790
Nº de inversores	2
Potencia de los transformadores a 40 °C (kVA)	3005
Nº de transformadores	2

Tabla 1: Principales características de la planta

12 ELEMENTOS PRINCIPALES

A continuación, se describen los elementos principales de la instalación. Las fichas técnicas completas de cada uno de ellos se recogen en el Anexo II.

12.1 Generador fotovoltaico

Como criterio de diseño, con el fin de aumentar la producción de energía, se ha sobredimensionado la potencia del generador fotovoltaico un 5,13 %. Esto se debe a que la potencia pico de los paneles indicada por el fabricante ocurre para unas condiciones muy favorables de irradiancia y temperatura en la célula, las cuales no se dan durante gran parte del día. Los inversores por su parte son capaces de ajustar la producción a sus límites de seguridad cuando se sobrepasa su capacidad nominal.

Los módulos que se emplearán en este proyecto serán del modelo Trina Solar TSM-NEG18R.28 de 505 Wp. Estos módulos monocristalinos con tecnología de doble vidrio ofrecen una buena durabilidad en zonas de alta temperatura y humedad. Así mismo, pueden otorgar un alto nivel de potencia con una eficiencia del 22,7 %.

A continuación, se muestran sus características principales (32):

Módulo Trina Solar TSM-NEG18R.28	
Potencia máxima (Wp)	505
Tolerancia de potencia (W)	0/+5
Tensión en máx. potencia V_{mpp} (V)	33,5
Corriente en máx. potencia I_{mpp} (A)	15,09
Tensión de circuito abierto V_{OC} (V)	40,3
Corriente de cortocircuito I_{SC} (A)	15,89
Tensión máxima del sistema (V)	1500
Coeficiente de temperatura de V_{OC} (%/°C)	- 0,24
Coeficiente de temperatura de I_{SC} (%/°C)	0,04
Nº de células monocristalinas	108
Dimensiones (mm)	1961 x 1134 x 30
Peso (kg)	23,5

Tabla 2: Característica del módulo fotovoltaico (32)

12.2 Cajas de agrupación de nivel I

Las cajas de agrupación de nivel I o string box, son cuadros eléctricos cuya función es dotar a las cadenas de paneles en serie de las protecciones necesarias y agruparlas en circuitos paralelos. De esta forma se reducen el número de cables y las entradas al inversor, el cual tiene un máximo de hasta 30.

Se emplearán un total de 16 cajas de agrupación, 8 para cada inversor, con capacidad de hasta 24 strings. Serán proporcionadas por el fabricante SERTEL (figura 23|33).

Poseen un grado de protección IP66 y estarán equipada con fusibles, descargadores de sobretensión tipo II y seccionadores 1500 V (DC). Su instalación se llevará a cabo sobre la plataforma flotante.



Figura 23: Cajas de agrupación (33)

12.3 Inversores

El inversor es el equipo encargado de convertir la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna a la frecuencia deseada. Para después inyectarla a la red directamente o a través de un transformador.

Los inversores que se emplearán en este proyecto serán unos de exterior integrados en el conjunto MV Skid Compact del fabricante POWER ELECTRONICS (34). Concretamente dos unidades del modelo HEMK FS3005K de 630 V de salida y 3005 kVA a 40 °C.

El inversor HEMK combina las ventajas del diseño de un inversor central con la modularidad de los inversores string. Está compuesto por cuatro módulos de potencia reemplazables in situ, pudiendo trabajar con hasta 4 mppts (Máximo Power Point Tracking) diferentes. Así mismo, garantiza condiciones óptimas de calidad de inyección a la red, con una distorsión armónica inferior al 3 %,

A continuación, se muestran sus características principales:

Inversor POWER ELECTRONICS HEMK FS3005K	
Dimensiones (m)	3,0 x 2,0 x 2.2
Peso (kg)	5350
Grado de protección IP	NEMA 3R / IP55
Eficiencia máx. (%)	98,88
Eficiencia europea (%)	98,45
Entrada CC	
Rango de tensión (V)	891 - 1500
Máxima tensión de CC (V)	1500
Máxima corriente de CC (A)	5205
Salida CA	
Potencia de salida 40 °C /50 °C (kVA)	3005/2790
Tensión de operación en la red (V)	630

Tabla 3: Característica del inversor (34)

12.4 Power plant Controller y sistema SCADA

De acuerdo con las prescripciones de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre para el proceso de hibridación, la energía eléctrica se podrá evacuar utilizando el mismo punto de conexión a la red de la central hidroeléctrica, manteniendo la capacidad de acceso ya concedida. Para ello, es necesario un sistema de control que impida que se sobrepase dicha capacidad en cualquier momento.

Los inversores dispondrán del equipo Power Plant Controller para regular el aporte de potencia activa y reactiva. A su vez, estos elementos se conectarán con el sistema de monitorización y control (SCADA) que permitirá visualizar y

almacenar los datos. Así mismo, se podrá llevar un control coordinado para detectar averías en tiempo real.

12.5 Centros de transformación

Se emplearán dos transformadores trifásicos de 3 MW y relación de transformación 25/0,63 kV. Estarán incluidos, junto con los inversores, en el conjunto MV Skid Compact de POWER ELECTRONICS (figura 24| 35). Este sistema de exterior se ubicará sobre una losa de hormigón e integrará todo el equipamiento de media tensión: celdas de media tensión, transformador de potencia, cuba de aceite y filtro.

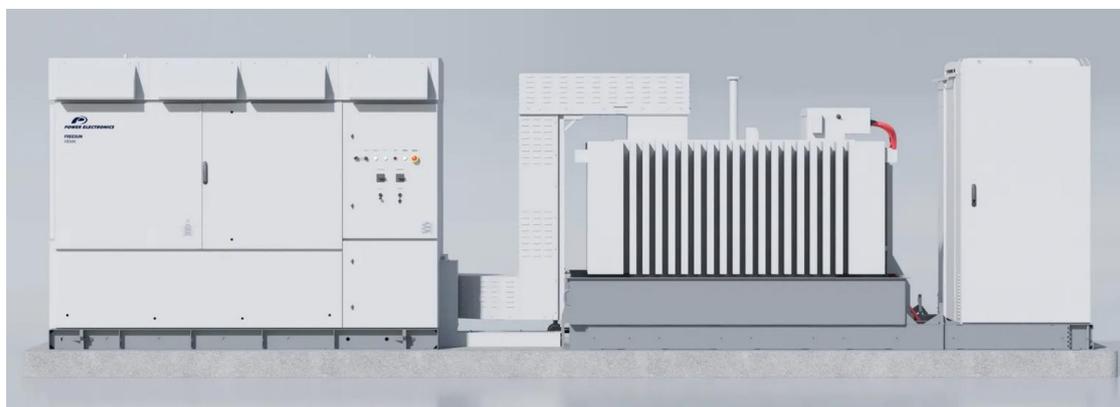


Figura 24: MV Skid Compact (35)

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las características del conjunto:

MV Skid Compact	
Relación de transformación (kV)	25/0,63
Potencia a 40 °C (kVA)	3005
Grupo de conexión	Dy11
Configuración celdas MT	2 celdas de línea (2L)
Protección Celda MT	Interruptor automático (V)
Grado de protección IP	IP54
Refrigeración	ONAN

Tabla 4: Característica del módulo fotovoltaico (35)

12.6 Plataforma flotante

La plataforma flotante estará conformada por el modelo Isifloating de la empresa Isigenere (figura 25123). Su diseño consiste en un flotador principal sobre el que se instalan los paneles fotovoltaicos con un ángulo de 5 ° de inclinación y un flotador secundario para formar el entramado de pasillos.

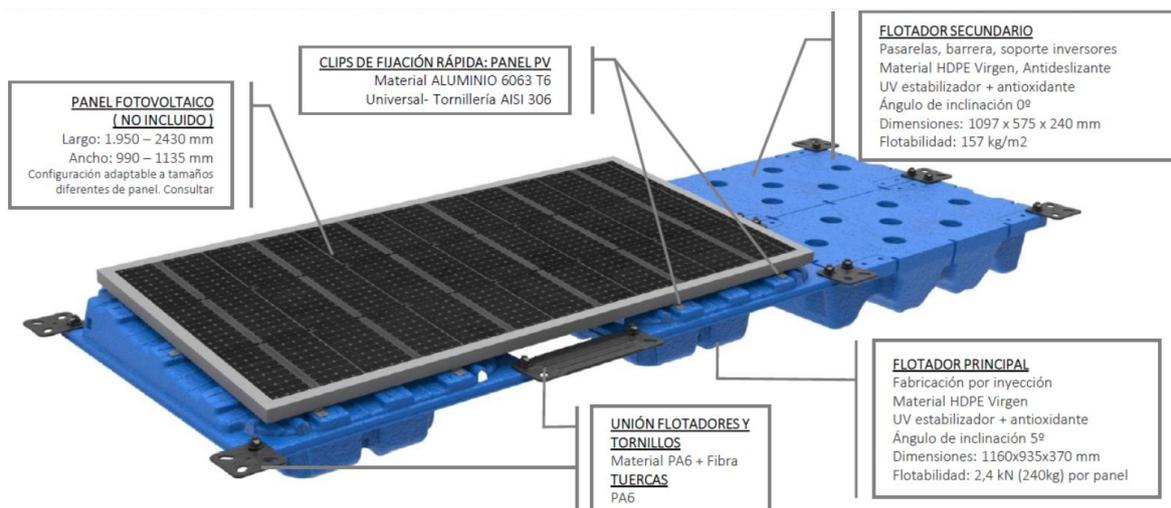


Figura 25: Sistema de flotadores puros de Isigenere (23).

El layout se ha diseñado para dividir la plataforma en dos grupos de 184 strings, uno para cada inversor (figura 26). Estos, a su vez, se conforman de 24 subgrupos con la siguiente configuración:

- 16 subgrupos de 17 x 8 paneles
- 8 subgrupos de 17 x 7 paneles

Cada dos filas de 17 paneles forman un string. Los subgrupos se encuentran separados por pasillos más estrechos.

Finalmente, el resultado es un rectángulo de 315,94 x 115 m.

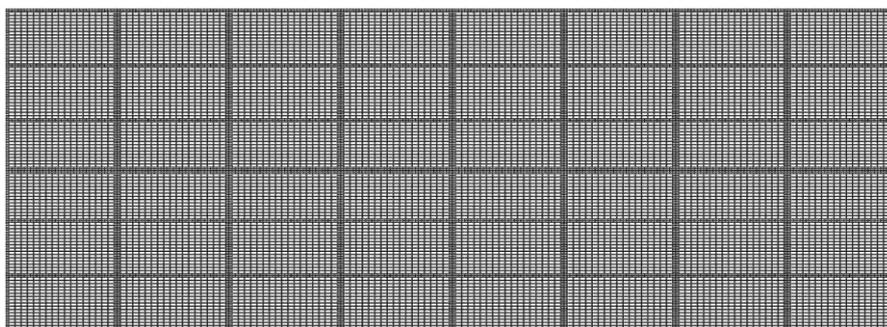


Figura 26: Plataforma flotante (elaboración propia).

12.7 Sistema de amarres y anclajes

Se empleará el sistema de amarre flexible de Seaflex (figura 27|35) anclado al fondo mediante pesos muertos de hormigón.

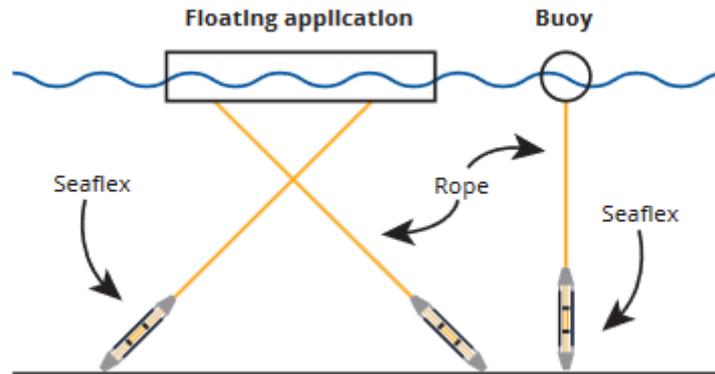


Figura 27: Sistema de amarres de Seaflex (36)

Se ha optado por este tipo de sistemas, fundamentalmente, debido a su buena adaptabilidad ante grandes variaciones en el nivel agua, hasta unos 50 m de diferencia según el fabricante. Otros aspectos favorables son su bajo mantenimiento y su buen comportamiento ante las corrientes y los esfuerzos del viento.

Además de mantener la estabilidad y posición de la plataforma, serán los encargados de amarrar las boyas que mantendrán a flote los cables sobre la superficie del agua hasta a tierra.

13 CABLEADO Y CONECTORES

A continuación, se describen los conectores empleados para la conexión de los paneles fotovoltaicos y el cableado de baja y media tensión. Las fichas técnicas completas de cada uno de estos elementos se recogen en el Anexo II.

13.1 Conectores

Para la interconexión de los paneles y la conexión de estos con la prolongación de los circuitos hasta las cajas de agrupación, se emplearán conectores macho y hembra de rápida conexión del tipo MC4 del fabricante TECHNO SUN (figura 28|37). Estos serán aptos para secciones de cable de 4 y 6 mm² y tensión nominal de 1500 V.



Figura 28: Conector MC4 (37)

13.2 Cableado en Baja Tensión

En BT se tendrán dos tramos diferenciados:

- Conexión String – Caja de agrupación
- Conexión Caja de agrupación - Inversor

13.2.1 Conexión string – Caja de agrupación

Los cables irán instalados al aire bajo los paneles, entre el inicio y el final de cada string, para luego proseguir bajo tubo superficial, de 12 mm de diámetro exterior,

hasta la caja de agrupación. Los tubos se agruparán en varias capas albergando un solo circuito por cada uno. Los string box agruparán un total de 23 circuitos. Debido a la caída de tensión por las largas distancias, se emplearán distintas secciones de conductor.

Numerándose los circuitos desde el más cercano a las cajas de agrupación hasta el más alejado. Se tienen la siguientes configuraciones:

- Circuitos 1-11: conductores de 4 mm² de sección
- Circuitos 12-16: conductores de 4 mm² y 6 mm² de sección
- Circuitos 17-23: conductores de 6 mm² de sección

Los cables con sección de conductor de 4 mm² serán los propios que el fabricante de los paneles fotovoltaico incluye en el embalaje.

Los cables con sección de conductor de 6 mm² serán del modelo TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K (figura 29|38) con las siguientes características:

- Material conductor: cobre electrolítico recocido y estañado
- Flexibilidad: clase 5
- Aislamiento: XLPE2
- Tensión asignada: 1500 V (DC)



Figura 29: Cable TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K (38)

13.2.2 Conexión caja de agrupación - inversor

Los circuitos tendrán una sección de conductor de 300 mm². Discurrirán individualmente bajo tubo superficial, de 63 mm de diámetro exterior, en varias capas hasta el final de la plataforma flotante, donde continuarán sobre la

superficie del agua flotando gracias a una serie de boyas hasta llegar a tierra. Una vez allí, continuarán amarrados a las boyas y recorrerán sobre el suelo la distancia hasta el emplazamiento de los inversores. Esto es debido a las posibles variaciones en el nivel del agua.

El modelo de cable será, igualmente, TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K. Para la sección de 300 mm², se tendrá un peso del cable de 2,93 kg/m.

13.2.3 Conexión Inversor – Transformador

Esta conexión viene integrada en el conjunto MV Skid Compact.

13.3 Cableado en Media tensión

Las líneas en media tensión corresponden a la interconexión de los centros de transformación y a la conexión de estos con la subestación. Ambas líneas estarán conformadas por una terna de cables aislados unipolares al tresbolillo en contacto con una sección de conductor de 240 mm².

El modelo de cable que se empleará será el AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 (figura 30|39), normalizado por ENDESA, con las siguientes características:

- Material conductor: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio
- Flexibilidad: clase 2
- Aislamiento: XLPE
- Tensión asignada: 18/30 kV

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Figura 30: Cable AL VOLTALENE H COMPACT AL RH5Z1 (39)

Los cables irán directamente enterrados a 1 m de profundidad, salvo en los cruzamientos y trazados por calzada. En estos casos, la canalización será hormigonada bajo tubo, de 160 mm de diámetro exterior, en zanjas de 1 m de profundidad.

14 PROTECCIONES

14.1 Protecciones en BT

Los circuitos de BT de la instalación contarán con protecciones contra sobrecargas, sobretensiones y contra los contactos directos e indirectos.

Las sobrecargas motivadas por sobrecargas o cortocircuitos quedarán aseguradas mediante fusibles gPV, específicos para instalaciones fotovoltaicas, con las siguientes características:

- Fusibles DF gPV, de 20 A y poder de corte 30 kA instalados en las cajas de agrupación
- Fusibles NH gPV, de 500 A y poder de corte 50 kA instalados en la entrada del inversor

La protección contra sobretensiones se efectuará mediante descargadores tipo 1+2 instalados en las cajas de agrupación y descargadores tipo 2 integrados en los inversores. Estos se conectarán entre cada uno de los conductores y la tierra.

Contra los contactos directos e indirectos, los elementos de la instalación presentarán un aislamiento clase II. Así mismo, todas las masas metálicas estarán conectadas directamente a tierra, formando una configuración IT.

Adicionalmente, los inversores contarán con un controlador permanente de aislamiento, que detendrá su funcionamiento mediante un interruptor GFCI (Ground Fault Circuit Interrupter) cuando la resistencia de aislamiento disminuya de un valor preestablecido.

A su vez, las protecciones integradas en los inversores, según el fabricante, son:

- Seccionador 1500 V (DC)
- Descargadores tipo 2 para AC y DC
- Interruptor general automático AC para la conexión en BT con el transformador en el conjunto MV Skid Compact

14.2 Protecciones en MT

La protección de los circuitos de MT se efectuará mediante celdas de protección dispuestas con un interruptor automático accionado por un relé, que proporcionará la protección frente sobrecargas y cortocircuitos.

La capacidad de corte del interruptor será de 16 kA para una duración de 1 s, de acuerdo con la intensidad de cortocircuito establecida anteriormente para el punto de conexión. La clasificación por resistencia ante arco interno será A FLR 16 kA para 1 s.

Los transformadores contarán con relés de protección para presión, temperatura (dos niveles) y generación de gases, así como el monitoreo de la disminución del nivel dieléctrico. Protegiéndose de esta forma contra sobrecargas, arcos eléctricos y cortocircuitos.

La protección para las personas contra tensiones de paso y contacto quedará asegurada con la puesta a tierra para centros de transformación en media tensión.

15 PUESTA A TIERRA

15.1 Puesta a tierra de la instalación de BT

La función de la puesta a tierra consiste en limitar la tensión que puedan presentar las masas metálicas con respecto a tierra, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir averías.

La puesta a tierra estará conformada por una red de conductores de protección de 6 y 150 mm² de sección, que unirán las masas metálicas de los paneles con las cajas de agrupación y a estas con el electrodo de puesta a tierra, respectivamente.

Los conductores de protección bajo los paneles irán instalados al aire. El resto discurrirán bajo tubos de 12 y 40 mm de diámetro exterior para las secciones de conductor de 6 y 150 mm².

El tipo de electrodo empleado será de pica vertical de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro, enterrada a una profundidad de 0,8 m desde la parte superior. Para reducir su resistencia, se dispondrán 3 picas conectadas en paralelo y separadas a una distancia del doble de su longitud.

La puesta a tierra de la instalación de BT será independiente de la puesta a tierra de los centros de transformación y estará separada al menos 15 m de ella.

15.2 Puesta a tierra de los centros de transformación

El diseño de la puesta a tierra debe garantizar que en cualquier punto accesible donde puedan circular o permanecer las personas, estas queden sometidas a unas tensiones de paso y contacto seguras.

La puesta a tierra de cada centro de transformación estará conformada por una configuración, según el método de UNESA, 70-30/5/82, con las siguientes características:

- Rectángulo de 7,0 x 3,0 m de conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección y enterrado horizontalmente a 0,5 m de profundidad
- 8 picas de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro

16 CONCLUSIÓN

Con todo lo expuesto anteriormente y junto con los demás documentos, se puede concluir que la instalación de una planta fotovoltaica flotante en el embalse de Iznájar es viable, tanto en aspectos técnicos como económicos. Para ello, se ha seguido la normativa vigente aplicable en cada caso.

Por otra parte, se ha verificado la influencia positiva de una menor temperatura ambiente en la producción, a través de la simulación realizada con el software PVsyst (40404040).

El estudio energético y la viabilidad económica se ha desarrollado para un periodo de tiempo de 25 años, debido a que es el tiempo máximo que se concede en la concesión para este tipo de instalaciones. Quedándose abierta la posibilidad de solicitar prórrogas. Así como de posibles ampliaciones, gracias a la facilidad que otorga para ello el sistema flotante.

ANEXO I. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

Para el Estudio de Seguridad y Salud se seguirá la siguiente normativa:

- Ley 31/1995, 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales
- Real Decreto 1627/1997, donde se encuentra la normativa de seguridad y salud en el ámbito de obras de obligatorio cumplimiento
- Real Decreto 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas y centros de transformación
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual
- Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre

Se deberá realizar la formación e información adecuada en materia preventiva al personal en los siguientes aspectos:

- Riesgos previos al inicio del trabajo
- Riesgos durante la ejecución de la obra
- Información sobre riesgos graves e inminentes
- Riesgos específicos de cada actividad
- Formación específica de los responsables de seguridad

De forma general, en cada una de las actividades se deberán respetar los siguientes principios básicos aplicables:

- Mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza
- La correcta manipulación de los distintos elementos y materiales y la utilización de los medios auxiliares
- El acondicionamiento y delimitación de las áreas de almacenamiento y depósito de los distintos elementos y materiales
- La recogida de materiales peligrosos utilizados y evacuación de los residuos y escombros
- La cooperación entre el personal de la obra
- Señalización adecuada e instalación de carteles en la entrada avisando de los peligros que puede haber en las instalaciones
- Prohibición de fumar en las áreas de trabajo y de emplear cualquier aparato para prender fuego
- Iluminación adecuada

Los protección individual se emplearán cuando no se hayan podido evitar o limitar los riesgos mediante medios de protección colectiva. Los equipos se elegirán de acuerdo con las actividades que se desempeñen y deberán proporcionar la suficiente protección ante los riesgos que conlleven. Estos equipos serán:

- Casco protector
- Casco atenuador de ruido
- Calzado de seguridad
- Gafas o pantallas
- Guantes de protección
- Ropa aislante de seguridad
- Cinturón de seguridad y fijadores
- Chalecos salvavidas

Los principales riesgos que se podrán dar serán los siguientes:

- Atropellos y colisiones causados por la maquinaria

- Vuelcos y deslizamientos de las máquinas
- Desprendimientos del terreno
- Caídas en altura
- Ruidos
- Generación de polvos
- Atrapamientos, golpes, cortes o pinchazos
- Sobreesfuerzos
- Contactos eléctricos directos e indirectos
- Electrocuciiones
- Daños en los ojos por arco eléctrico (soldadura u otros)
- Quemaduras
- Ahogamiento

ANEXO II. FICHAS TÉCNICAS

505 W

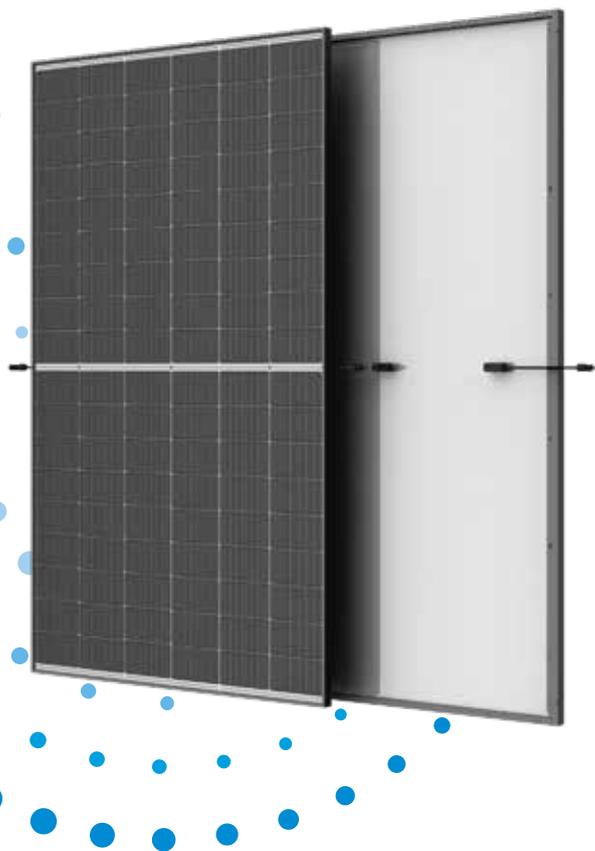
POTENCIA MÁXIMA DE SALIDA

0/+5 W

TOLERANCIA POSITIVA

22,7 %

EFICIENCIA MÁXIMA



Tamaño óptimo para cubiertas comerciales e industriales

- Diseño de módulo compacto de tamaño medio para reducir el coste de la instalación y su tiempo de amortización
- Diseño de bajo voltaje para una mayor potencia por string



Diseño ligero de doble vidrio, alta fiabilidad

- Excelente resistencia al fuego y durabilidad en condiciones ambientales adversas y zonas de alta temperatura o alta humedad
- Hasta 5.400 Pa de carga de nieve y 2.400 Pa de carga de viento (cargas de ensayo)
- 25 años de garantía del producto



Maximiza la captación de energía

- Alta potencia del módulo: hasta 505 W y un 22,7 % de eficiencia gracias a la tecnología i-TOPCon de tipo n
- Degradación máxima del 1% el primer año y 0,4 % anual
- 30 años de garantía de potencia



Solución universal para cubiertas

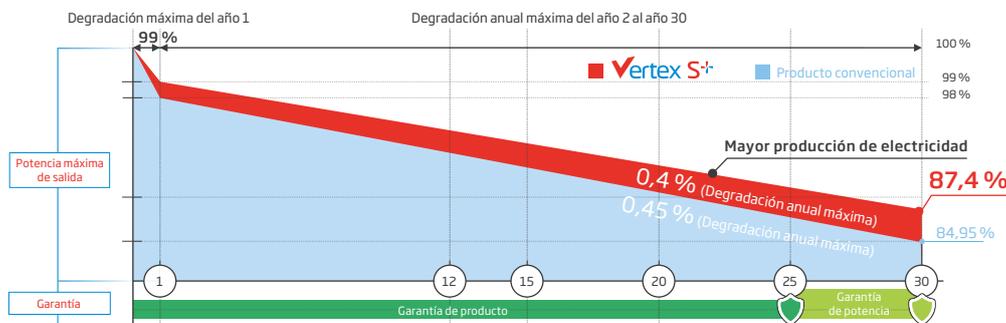
- Diseñado para ser compatible con los principales inversores, optimizadores y sistemas de montaje existentes
- Fácil de manejar (longitud inferior a 2 metros) e instalar en tejados gracias a su excelente tamaño y peso ligero
- Solución flexible para cualquier tipo de instalación

Garantía ampliada del Vertex S+

1 %
Degradación máxima del año 1

0,4 %
Degradación anual máxima del año 2 al 30

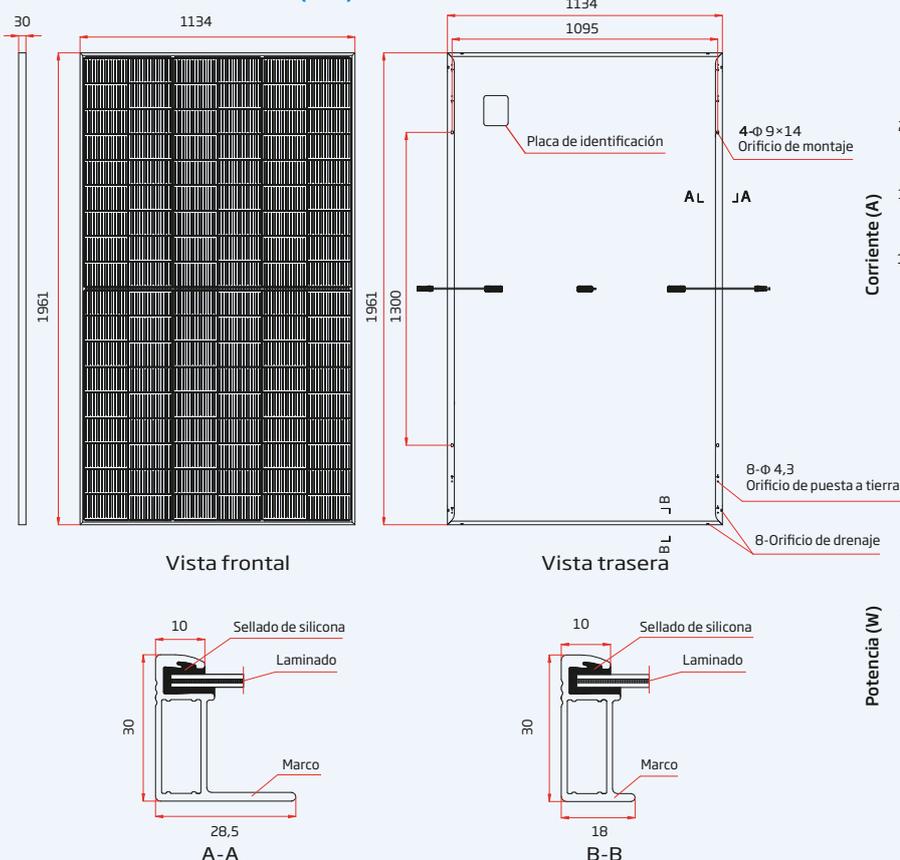
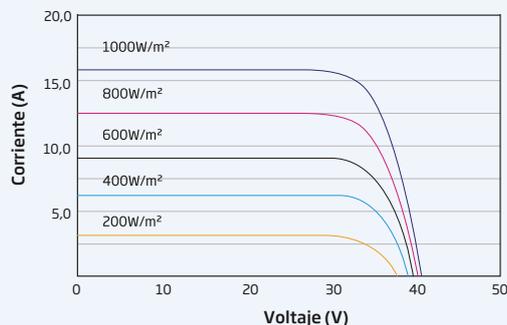
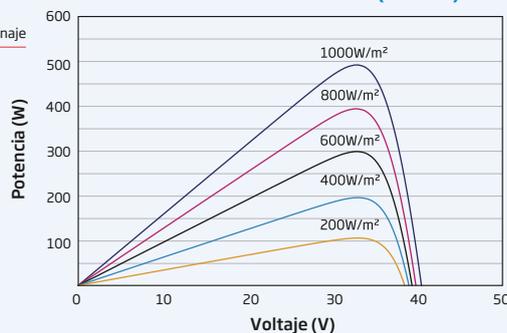
25 Años
Garantía de producto



Certificados de productos y sistemas



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Sistema de Gestión de la Calidad
 ISO 14001: Sistema de Gestión Ambiental
 ISO14064: Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
 ISO45001: Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo

DIMENSIONES DEL MÓDULO (mm)

CURVAS I-V DEL MÓDULO (490 W)

CURVAS P-V DEL MÓDULO (490 W)

DATOS ELÉCTRICOS (STC)

	TSM-475 NEG18R.28	TSM-480 NEG18R.28	TSM-485 NEG18R.28	TSM-490 NEG18R.28	TSM-495 NEG18R.28	TSM-500 NEG18R.28	TSM-505 NEG18R.28
Potencia Máxima-PMAX (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Tolerancia de Potencia Nominal-PMAX (W)	0/+5						
Tensión en Máxima Potencia-VMPP (V)	32,3	32,5	32,7	32,9	33,1	33,3	33,5
Corriente en Máxima Potencia-IMPP (A)	14,72	14,77	14,84	14,91	14,97	15,03	15,09
Tensión de Circuito Abierto-VOC (V)	39,0	39,2	39,4	39,6	39,8	40,1	40,3
Corriente de Cortocircuito-ISC (A)	15,68	15,72	15,76	15,80	15,83	15,86	15,89
Eficiencia η m (%)	21,4	21,6	21,8	22,0	22,3	22,5	22,7

STC: Irradiancia de 1000 W/m², Temperatura de la célula de 25 °C, AM1,5. *Tolerancia de medida de: ±3%.

DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

	TSM-475 NEG18R.28	TSM-480 NEG18R.28	TSM-485 NEG18R.28	TSM-490 NEG18R.28	TSM-495 NEG18R.28	TSM-500 NEG18R.28	TSM-505 NEG18R.28
Potencia Máxima-PMAX (Wp)	363	367	371	375	378	382	386
Tensión en Máxima Potencia-VMPP (V)	30,4	30,6	30,8	31,0	31,3	31,5	31,8
Corriente en Máxima Potencia-IMPP (A)	11,94	11,98	12,02	12,06	12,08	12,11	12,15
Tensión de Circuito Abierto-VOC (V)	36,9	37,2	37,4	37,6	37,7	38,0	38,3
Corriente de Cortocircuito-ISC (A)	12,64	12,67	12,70	12,74	12,76	12,78	12,81

NOCT: Irradiancia de 800 W/m², Temperatura ambiente de 20 °C, Velocidad del viento de 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células Solares	Monocristalinas
Número de células	108 células
Dimensiones del módulo	1961x1134x30 mm
Peso	23,5 kg
Vidrio frontal	1,6 mm, Alta transmisión, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Material Encapsulante	POE/EVA
Vidrio trasero	1,6 mm, vidrio termoendurecido con recubrimiento AR
Marco	30 mm Aleación de aluminio anodizado, Negro
J-Box	IP 68
Cables	Cable fotovoltaico: 4,0 mm² Instalación en vertical: 1300/1300 mm Instalación en horizontal: 280/350 mm*
Conector	TS4 / MC4 EVO2*

*Bajo pedido

TASAS DE TEMPERATURA

NOCT (Temperatura de Operación Nominal de la Célula)	43°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura de P _{MAX}	-0,29%/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0,24%/°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	0,04%/°C

LÍMITES OPERACIONALES

Temperatura de Operación	-40 a +85 °C
Tensión Máxima del Sistema	1500 V DC (IEC)
Capacidad Máxima del Fusible	30 A

GARANTÍA

25 años de garantía del Producto
 30 años de garantía de Potencia
 1 % de degradación el primer año
 0,4 % de degradación anual de potencia

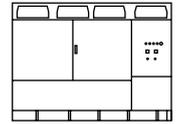
(Consulte la garantía de producto para más información)

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Módulos por caja:	36 unidades
Módulos por contenedor 40':	864 unidades

Easy maintenance.
Multilevel topology.
Advanced grid support.
Full power voltage range.
Bus Plus. Combine Solar and Storage.





COMMON FEATURES

FRAME	2	3	4	
AC	Max. AC Output Current (A) @40°C	1837	2756	3674
	Operating Grid Frequency (Hz)	50/60Hz		
	Current Harmonic Distortion (THDi)	< 3% per IEEE519		
	Power Factor (cosine phi) ^[1]	0.5 leading ... 0.5 lagging adjustable / Reactive power injection at night		
DC	Maximum DC Voltage	1500V		
	Number of Inputs	Up to 20	Up to 30	Up to 40
	Max. DC Continuous Current (A) ^[2]	2295	3443	4590
	Max. DC Short Circuit Current (A) ^[2]	3470	5205	6940
CABINET	Number of Freemaq DC/DC ^[2]	Up to 4		
	Dimensions [WxDxH] (ft)	9.8 x 6.5 x 7.2		
	Dimensions [WxDxH] (m)	3.0 x 2.0 x 2.2		
	Weight (lbs)	11465	11795	12125
	Weight (kg)	5200	5350	5500
ENVIRONMENT	Type of Ventilation	Forced air cooling		
	Degree of Protection	NEMA 3R / IP55		
	Operating Temperature Range ^[3]	From -25°C to +60°C, >50°C power derating		
	Operating Relative Humidity Range	From 4% to 100% non-condensing		
	Storage Temperature Range	From -15°C to +40°C		
CONTROL INTERFACE	Max. Altitude (above sea level)	2000m / >2000m power derating (Max. 4000m)		
	Communication Protocol	Modbus TCP		
	Power Plant Controller	Optional		
	Keyed ON/OFF Switch	Standard		
	PROTECTIONS	Ground Fault Protection	GFDI and isolation monitoring device	
Humidity Control		Active heating		
General AC Protection & Disconn.		Circuit breaker		
General DC Protection & Disconn.		Fuses, DC switch-disconnectors		
Overvoltage Protection		Type 2 protection for AC and DC		
CERTIFICATIONS & STANDARDS	Safety	UL 1741 / CSA 22.2 No.107.1-16 / IEC 62109-1 / IEC 62109-2		
	Installation	NEC 2020 / IEC		
	Utility Interconnect	UL 1741 SA & SB / RULE 21 / RULE 14H / IEEE 1547.1 2020 / IEC 62116:2014		

FRAME	690V			660V			645V			
	2	3	4	2	3	4	2	3	4	
REFERENCES	FS2195K	FS3290K	FS4390K	FS2101K	FS3151K	FS4200K	FS2055K	FS3080K	FS4105K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[4]	2195	3290	4390	2100	3150	4200	2055	3080	4105
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[4]	2035	3055	4075	1950	2925	3900	1905	2855	3810
DC	Operating Grid Voltage (VAC)	690V ±10%			660V ±10%			645V ±10%		
	DC Voltage Range ^[5]	976V - 1500V			934V - 1500V			913V - 1500V		
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) ^[6]	98.94%			98.96%			98.81%		
	Euroeta (η) ^[6]	98.51%			98.53%			98.41%		
FRAME	630 V			615 V			600 V			
	2	3	4	2	3	4	2	3	4	
REFERENCES	FS2005K	FS3005K	FS4010K	FS1955K	FS2935K	FS3915K	FS1910K	FS2865K	FS3820K	
AC	AC Output Power (kVA/kW) @40°C ^[4]	2005	3005	4010	1955	2935	3915	1910	2865	3820
	AC Output Power (kVA/kW) @50°C ^[4]	1860	2790	3720	1815	2725	3635	1775	2660	3545
DC	Operating Grid Voltage (VAC)	630V ±10%			615V ±10%			600V ±10%		
	DC Voltage Range ^[5]	891V - 1500V			870V - 1500V			849V - 1500V		
EFFICIENCY	Efficiency (Max) (η) ^[6]	98.88%			98.77%			98.78%		
	Euroeta (η) ^[6]	98.45%			98.37%			98.35%		

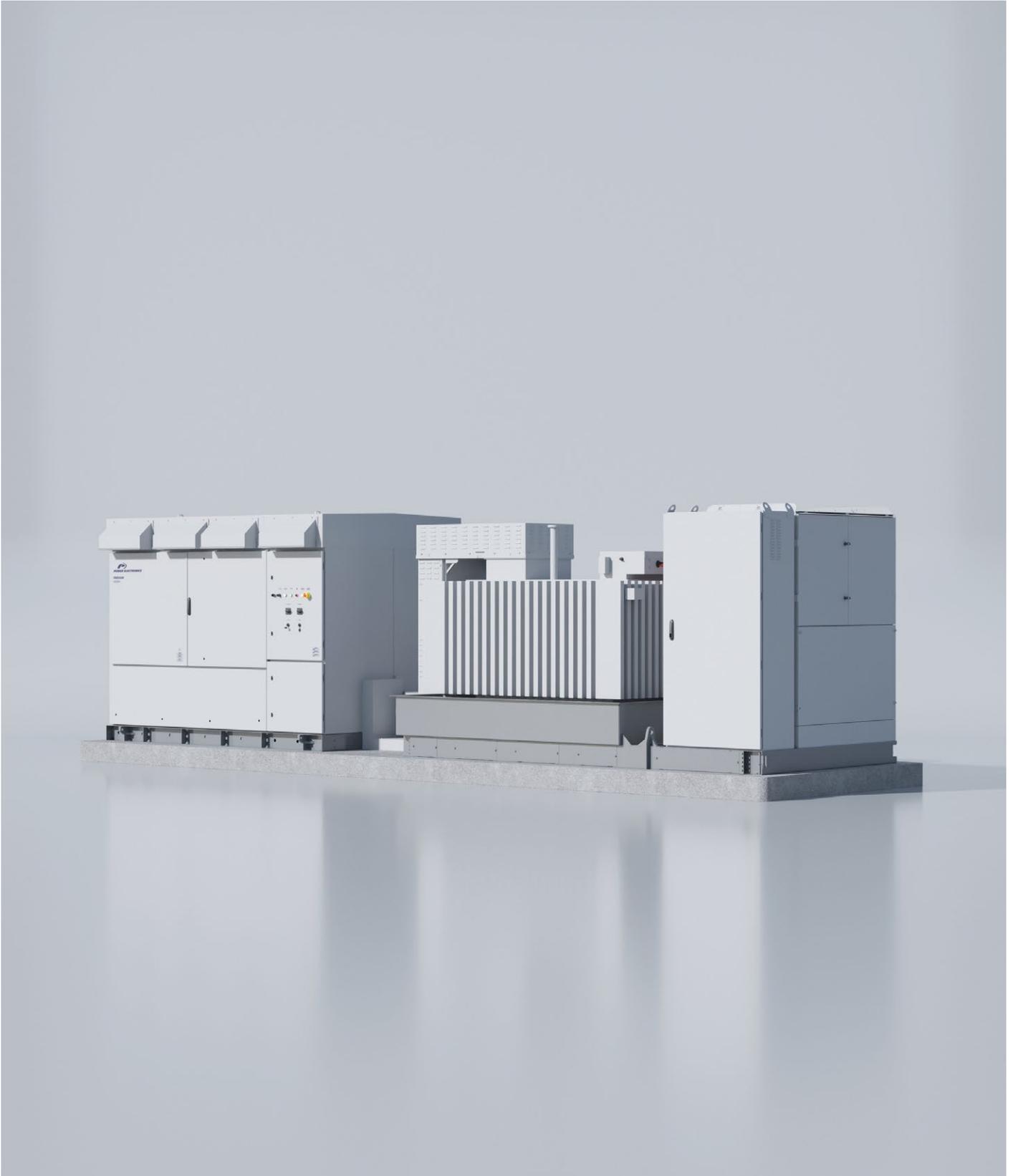
NOTES

- [1] Consult P-Q charts available: $Q(kVar)=\sqrt{(S(kVA))^2-P(kW)^2}$.
- [2] Consult Power Electronics for Freemaq DC/DC connection configurations.
- [3] Optional available for temperatures down to -35°C.
- [4] Values at 1.00 Vac nom and $\cos\phi=1$. Consult Power Electronics for derating curves.
- [5] Consult Power Electronics for derating curves. In the event of overvoltage in the grid, the minimum DC voltage will vary proportionally with the AC voltage.
- [6] Consult Power Electronics for Frame 2 and Frame 3 efficiencies.

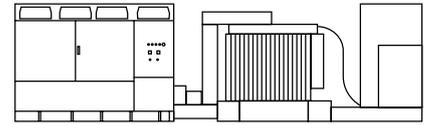
MV Skid Compact

DS 1.0

Turn-key solution.
Fastest connection with HEMK.
Installation cost reduction.
Flexible plant distribution.



MV Skid Compact



RATINGS	Power range @ 40 °C	1910 kVA - 4390 kVA	
	Power range @ 50 °C	1775 kVA - 4075 kVA	
MEDIUM VOLTAGE EQUIPMENT	MV voltage range	6.6 kV / 11 kV / 13.2 kV / 13.8 kV / 15 kV / 20 kV / 22 kV / 23 kV / 25 kV / 30 kV / 33 kV / 34.5 kV	
	LV voltage range	600 V / 615 V / 630 V / 645 V / 660 V / 690 V	
	Transformer cooling	ONAN	
	Transformer vector group	Dy11	
	Transformer protection		Protection relay for pressure, temperature (two levels) and gassing
			Monitoring of dielectric level decrease
	Transformer index of protection		PT100 optional
	Transformer index of protection		IP54
	Transformer losses		IEC standard or IEC Tier-2
	Oil retention tank		Galvanized steel. Integrated with hydrocarbon filter. Optional
Switchgear configuration		Double feeder (2L)	
Switchgear protection		Circuit breaker (V)	
Switchgear short circuit rating ^[1]		16 kA 1 s (optionally 20 kA or 25 kA)	
Switchgear IAC [1]		A FLR 16 kA 1 s	
CONNECTIONS	LV-MV connections	Close coupled solution (plug & play)	
	LV protection	Motorized circuit breaker included in the inverter	
	HV AC wiring	MV bridge between transformer and protection switchgear prewired	
ENVIRONMENT	Ambient temperature range ^[2]	-25 °C... +50 °C (T > 50 °C power derating)	
	Maximum altitude (above sea level) ^[1]	Up to 1000 m	
	Relative humidity	4% to 95% non condensing	
AUXILIARY SERVICES	User cabinet	Integrated in the inverter (by default). Optionally, LV cabinet in the skid	
	UPS system ^[1]	1 kVA/1 kW (12 minutes). Optional	
OTHER EQUIPMENT	Safety mechanism	Interlocking system	
	Fire suppression system	Transformer oil tank retention accessory. Optional	
STANDARDS	Compliance	IEC 62271-212, IEC 62271-200, IEC 60076, IEC 61439-1	

NOTES

[1] Consult with Power Electronics for other options.

[2] For lower temperatures, consult with Power Electronics.



Cca

APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

CONSTRUCCIÓN

Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

Aislamiento

Goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

Baja tensión: 1,5 (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV AC.



Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 90 °C (120 °C durante 20.000 h).
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.
No propagador del incendio según EN 50399.
Reacción al fuego CPR: C_{ca} s1b, d2, a1, según EN 50575.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:
Transmitancia luminosa > 60%.



Características mecánicas

Radio de curvatura:
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.
Resistente al ozono según EN 50618.
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618 e IEC 62930.
Presencia de agua AD8 Sumersión.



Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.
Entubado.

NORMAS / CERTIFICACIONES



Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



Certificaciones

TÜV Rheinland (desde 2,5 hasta 25 mm² en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE / UKCA



CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

C_{ca}-s1b, d2, a1



DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	Int. Aire (A)	Int. sobre Superficie (A)	Int. adyacente a superficies (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	4,5	35	30	29	24	38,1
1 x 2,5	5,0	45	41	39	33	22,8
1 x 4	5,4	60	55	52	44	14,3
1 x 6	6,0	80	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	180	132	125	107	3,47
1 x 25	10,2	280	176	167	142	2,23
1 x 35	11,5	375	218	207	176	1,58
1 x 50	13,3	525	276	262	221	1,10
1 x 70	15,0	720	347	330	278	0,772
1 x 95	17,0	930	416	395	333	0,585
1 x 120	18,7	1.175	488	464	390	0,457
1 x 150	21,0	1.475	566	538	453	0,368
1 x 185	23,5	1.805	644	612	515	0,301
1 x 240	26,3	2.345	775	736	620	0,228
1 x 300 *	29,3	2.935	879	834	715	0,182
1 x 500 **	38,0	4.935	-	-	-	0,108

* Cable fuera de norma EN 50618.

** Cable fuera de norma EN 50618 e IEC 62930.

Las tolerancias de los diámetros exteriores nominales son:
 Cables con diámetro exterior $d \leq 7$ mm. → -0,1 +0,2 mm
 Cables con diámetro exterior $7 < d < 10$ mm. → -0,1 +0,3 mm
 Cables con diámetro exterior $d \geq 10$ mm. → -0,2 +0,4 mm

Las capacidades de conducción de corriente, en amperios, son según EN 50618 (temperatura ambiente de 60 °C).

En todos los casos se supone un circuito de corriente continua.

La caída de tensión se calcula con una temperatura de conductor de 120 °C.

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

Temp. Aire (°C)	Up to 60	70	80	90
Factor	1	0,92	0,84	0,75

Para los factores de reducción de grupos según IEC 60364-5-52, se aplicará la tabla A.52-17.

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Nº DoP 1003885



DESCÁRGATE la DoP
 (declaración de prestaciones)
<https://es.prysmiangroup.com/dop>



Libre de halógenos
 UNE-EN 60754-1
 IEC 60754-1



Baja emisión de gases tóxicos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2



Baja opacidad de humos
 UNE-EN 61034-2
 IEC 61034-2



Baja emisión de gases corrosivos
 UNE-EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



Alta resistencia a la absorción del agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a la abrasión

- Temperatura de servicio: -25 °C, +90 °C (cable termoestable).
 - Ensayo de tensión alterna durante 5 min. (tensión conductor-pantalla): 42 kV (cables 12/20 kV) y 63 kV (cables 18/30 kV).
- Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2.

Reacción al fuego

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): F_{ca}.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- Libre de halógenos:
 UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1
- Baja emisión de gases tóxicos:
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2
- Baja opacidad de humos:
 UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2
- Baja emisión de gases corrosivos:
 UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



✓ **Cumplimiento del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (MUY IMPORTANTE).**
 La norma de diseño del cable (UNE 211620) figura en la ITC-LAT 02 que recoge las normas de obligado cumplimiento. Ver artículo 8 del RLAT.

✓ **Capa semiconductora externa pelable en frío**
 Mayor facilidad de instalación de terminales, empalmes o conectores separables. Instalación más segura al ejecutarse más fácilmente con corrección.

✓ **Triple extrusión**
 Capa semiconductora interna, aislamiento y capa semiconductora externa se extruyen en un solo proceso. Mayor garantía al evitarse deterioros y suciedad en las interfaces de las capas.

✓ **Aislamiento reticulado en catenaria**
 Mejor reticulación de las cadenas poliméricas. Mayor vida útil.

✓ **Cubierta mejorada**
 Mayor resistencia a la absorción de agua, al rozamiento y abrasión, a los golpes, al desgarro, mayor facilidad de instalación en tramos tubulares, mayor seguridad de montaje. Resistencia a los rayos UVA.

✓ **Garantía única para el sistema**
 Posibilidad de instalación con accesorios Prysmian (terminales, empalmes, conectores separables).

✓ **Normalizado por Endesa**

✓ **Certificado por Aenor**

Construcción

1. Conductor

Metal: cuerda redonda compacta de hilos de aluminio.

Flexibilidad: clase 2 según UNE-EN 60228

Temperatura máxima en el conductor: 90°C en servicio permanente, 250°C en cortocircuito.

2. Pantalla sobre conductor (capa semiconductora interna)

Capa extrusionada de material conductor.

3. Aislamiento

Material: polietileno reticulado (XLPE).

4. Pantalla sobre aislamiento (capa semiconductora externa)

Capa extrusionada de material conductor **separable en frío**.

5. Protección contra el agua

Cinta hinchante semiconductora.

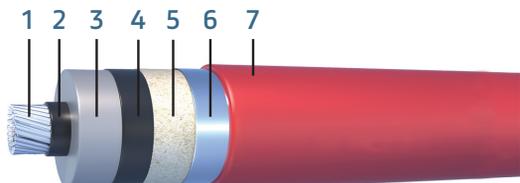
6. Pantalla metálica

Material: cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta.

7. Cubierta exterior

Material: poliolefina DMZ1.

Color: rojo.



Aplicaciones

Indicado para instalaciones en las que el riesgo de incendio sea despreciable. Apto para soterramiento directo o bajo tubo o instalaciones al aire.

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Datos técnicos

Características dimensionales e intensidades máximas

Sección Conductor AL (mm ²)	Diámetro nominal sobre aislamiento (1) (mm)	Diámetro nominal exterior (1) (mm)	Peso (1) (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (1) (mm)	Intensidad máx. admisible al aire (2) (A)	Intensidad máx. admisible directamente enterrado (2) (A)	Intensidad máx. admisible bajo tubo enterrado (2) (A)	Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 s (kA)	
								Conductor	Pantalla
12/20 kV									
1X95*	21,2	29,0	885	435	255	205	190	8,93	2,65
1X150*	23,9	31,6	1090	474	335	260	245	14,1	2,98
1X240*	28,0	35,6	1460	534	455	345	320	22,6	3,31
1X400*	33,0	40,7	1985	611	610	445	415	37,6	3,98
1X500	36,7	44,6	2470	669	715	505	480	47,0	4,30
1X630	40,8	48,4	2930	726	830	575	545	59,2	4,81
18/30 kV									
1X95*	25,6	33,3	1105	500	255	205	190	8,93	3,14
1X150*	28,3	36,0	1330	540	335	260	245	14,1	3,47
1X240*	32,4	40,0	1720	600	455	345	320	22,6	3,81
1X400*	37,4	45,1	2285	677	610	445	415	37,6	4,30
1X500	41,1	49,0	2790	735	715	505	480	47,0	4,81
1X630	45,4	53,3	3310	800	830	575	545	59,2	5,14

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

(1) Valores aproximados (sujetos a tolerancias de fabricación)

(2) Intensidades máximas admisibles de acuerdo con ITC-LAT 06 del RLAT. Cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos. Para

instalación al aire: 40 °C de temperatura ambiente (a la sombra). Para instalación enterrada: 1 m de profundidad y terreno de 1,5 K.m/W de resistividad térmica y 25 °C de temperatura.

AL VOLTALENE H COMPACT - AL RH5Z1-OL (normalizado por Endesa)

Tensión asignada: 12/20 kV, 18/30 kV
 Norma diseño: UNE 211620; GSC001; DND001
 Designación genérica: AL RH5Z1-OL



Resistencias, reactancias y capacidades

Sección conductor Al (mm ²)	Resistencia en corriente continua a 20 °C (Ω/km)	Resistencia en corriente alterna a 90 °C (Ω/km)	Reactancia inductiva a 50 Hz (Ω/km)	Capacidad (μF/km)	Resistencia homopolar Ro (Ω/km)	Reactancia inductiva homopolar Xo (Ω/km)	Capacidad homopolar Co (μF/km)
12/20 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,119	0,251	1,128	0,466	0,251
1X150*	0,206	0,262	0,111	0,294	0,985	0,428	0,294
1X240*	0,125	0,161	0,102	0,358	0,832	0,344	0,358
1X400*	0,0778	0,102	0,096	0,436	0,720	0,284	0,436
1X500	0,0605	0,084	0,093	0,494	0,651	0,241	0,494
1X630	0,0469	0,0636	0,090	0,557	0,604	0,216	0,557
18/30 kV							
1X95*	0,320	0,403	0,128	0,187	1,050	0,391	0,187
1X150*	0,206	0,262	0,119	0,216	0,890	0,341	0,216
1X240*	0,125	0,161	0,109	0,260	0,768	0,297	0,260
1X400*	0,0778	0,102	0,102	0,313	0,650	0,237	0,313
1X500	0,0605	0,084	0,099	0,329	0,618	0,225	0,329
1X630	0,0469	0,0636	0,095	0,396	0,561	0,195	0,396

* Secciones normalizadas por las compañías del grupo Endesa.

Para el cálculo de sistemas desequilibrados (componentes simétricas) los valores que figuran en negro son de secuencia directa e inversa (coincidentes para ambos casos) y en rojo son valores homopolares.

Todos los valores, salvo las capacidades que son independientes de la colocación, se han obtenido considerando cables al tresbolillo en contacto y pantallas conectadas entre sí y a tierra en ambos extremos.

Valores de componentes homopolares ■

Tensiones

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión asignada simple U ₀ (kV)	12	18
Tensión asignada entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)		90
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)		250

BLIBLIOGRAFÍA

1. *Portal de United Nations Climate Change* [en línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
2. *Portal del Consejo de la Unión Europea* [en línea]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/fit-for-55/>
3. *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado* [en línea]. Disponible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8447
4. *Portal de red eléctrica* [en línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2023/11/la-energia-renovable-espana-producida-en-2023-ya-supera-todo-2022>
5. *Portal de ResearchGate* [en línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/figure/Schematic-of-a-typical-large-scale-floating-photovoltaic-FPV-system-49_fig2_350866715
6. PATIL DESAI SUJAY, S.; WAGH, M. M.; SHINDE, N. N. A review on floating solar photovoltaic power plants. *Int. J. Sci. Eng. Res.* 2017, vol. 8, p. 789-794. ISSN 2229-5518. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Mahesh-Wagh/publication/347818468_A_Review_on_Floating_Solar_Photovoltaic_Power_Plants/links/5fe439dfa6fdccdc8f7309b/A-Review-on-Floating-Solar-Photovoltaic-Power-Plants.pdf
7. *Portal de BLOGSudima* [en línea]. Disponible en: <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/instalaciones-fotovoltaicas-flotantes/>
8. SILALAH, David Firnando; BLAKERS, Andrew. Global atlas of marine floating solar PV potential. En *Solar*. MDPI. 2023. p. 416-433. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/solar3030023>
9. *Portal de EcolInventos* [en línea]. Disponible en: <https://ecoinventos.com/central-solar-flotante-dezhou/>
10. ORTIZ, Puri. Fotovoltaica flotante, una nueva alternativa renovable. En: *Portal de Energia360* [en línea]. Disponible en: <https://energia360.info/index.php/informes/informe-energia360-info-fotovoltaica-flotante-una-nueva-alternativa-renovable>

11. *Portal de BayWare*. [en línea]. Disponible en: <https://www.bayware.es/es/solar/aplicaciones-del-sistema/fotovoltaica-flotante#experiencia-internacional>
12. *Portal de Acciona* [en línea]. Disponible en: <https://www.acciona.com/es/proyectos/planta-fotovoltaica-flotante-sierra-brava/?adin=02021864894>
13. *Portal de Plataforma Oceánica de Canarias* [en línea]. Disponible en: <https://plocan.eu/plocan-presenta-boost-en-la-palma-el-mayor-sistema-de-energia-solar-flotante-offshore-de-europa>
14. *Portal de LibertadDigital* [en línea]. Disponible en: <https://www.libertaddigital.com/canarias/2023-12-15/la-palma-pone-a-prueba-el-mayor-prototipo-de-plataforma-flotante-de-energia-solar-de-europa-7079723/>
15. Portal de Helioesfera [en línea]. Disponible en:
16. LIU, Luyao, y otros. Power generation efficiency and prospects of floating photovoltaic systems. *Energy Procedia*. 2017, vol. 105, p. 1136-1142. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217305246?via%3Dihub>
17. BONTEMPO SCAVO, Fausto, et al. An assessment study of evaporation rate models on a water basin with floating photovoltaic plants. *International journal of energy research*. 2021, vol. 45, no 1, p. 167-188. Disponible en: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/er.5170>
18. SANTOS, Fernando Roberto dos, et al. Effects of a floating photovoltaic system on the water evaporation rate in the passaúna reservoir, Brazil. *Energies*. 2022, vol. 15, no 17, p. 6274. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://doi.org/10.3390/en15176274>
19. WORLD BANK GROUP. Where Sun Meets Water: Floating Solar Market Report. En: *Portal de WORLD BANK GROUP* [en línea]. Disponible en: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/579941540407455831/pdf/Floating-Solar-Market-Report-Executive-Summary.pdf>
20. SAHU, Alok; YADAV, Neha; SUDHAKAR, K. Floating photovoltaic power plant: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 2016, vol. 66, p. 815-824. Disponible en:

https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/88544719/j.rser.2016.08.05120220713-1-1uyx4mm-libre.pdf?1657719695=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DFloating_photovoltaic_power_plant_A_revi.pdf&Expires=1713440485&Signature=dcRMPPSLdrOMj2JIG8bbqgvsS7I4Cxztm1mzs3k2rECq7CtwVs9XwaQBK7NpEZ~n79AhA9fAkW~686DvoXiKOWQUR9XnUDwywNQ6wXgn2HYXssyVX4ZSPAXv-je~itNjpAqSsuu9p0JK6JKOxsYHEoOdBzqM8u6zPqw1ihYVKlu~5aMwD--D9G4Zv9ZuiQlsl3XFr~6c2LaUIP46ID15zT6wtz~tYOIZ6luCiZn8QmnF8ipSCcVO0tSn~~wlFU8e6H33hUitSOal8ygtHKb1rsWz3n0PKeoryW5Ch-y1-frdaNB701rEsO8Olc5naXzF78qVL6N~zIzHYN~MqPIK9g_&Key-Pair-Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA

21. SILALAH, David F.; GUNAWAN, Denny. Solar energy potentials and opportunity of floating solar PV in Indonesia. *Indonesia Post-Pandemic Outlook: Strategy towards Net-Zero Emissions by 2060 from the Renewables and Carbon-Neutral Energy Perspectives*. 2022, p. 63-88. Disponible en:

https://www.researchgate.net/profile/Denny-Gunawan/publication/365746114_Solar_Energy_Potentials_and_Opportunity_of_Floating_Solar_PV_in_Indonesia/links/6397bc81095a6a7774250418/Solar-Energy-Potentials-and-Opportunity-of-Floating-Solar-PV-in-Indonesia.pdf

22. *Portal de Ciel & Terre* [en línea]. Disponible en: <https://ciel-et-terre.net/floating-solar/>

23. *Portal de Isigenere* [en línea]. Disponible en: <https://www.isifloating.com/isifloating/>

24. *Periódico innovaspain* [en línea]. Disponible en: <https://www.innovaspain.com/acciona-extremadura-planta-fotovoltaica-flotante/>

25. *Portal de MUNDOENERGÍA* [en línea]. Disponible en: <https://www.mundoenergia.com/2019/07/18/instalaciones-solares-flotantes-filipinas-pone-marcha-primer-proyecto-hibrido-energia-fotovoltaica-flotante/>

26. GHIGO, Alberto, et al. Design and analysis of a floating photovoltaic system for offshore installation: The case study of Lampedusa. *Energies*. 2022, vol. 15, no 23, p. 8804. ISSN 1996-1073. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/23/8804>

27. *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado* [en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>

28. *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado* [en línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>

29. *Portal de geomap* [en línea]. Disponible en: <https://www.geomap.com/es/espana#zoom=13.5&lat=37.27274&lon=-4.2962&layer=5&overlays=FFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFFF>

30. *Periódico ELMUNDO* [en línea]. Disponible en: <https://www.elmundo.es/viajes/espana/2020/12/02/5fc6006cfc6c83ef3f8b4593.html>

31. *Portal de Weather Spark* [en línea]. Disponible en: <https://weatherspark.com/y/35283/Average-Weather-in-Cuevas-de-San-Marcos-Spain-Year-Round>

32. *Portal de Trinasolar* [en línea]. Disponible en: <https://www.trinasolar.com/es/product/VertexS-NEG18R.28>

33. *Portal de SERTEL ELECTRONICS* [en línea]. Disponible en: <https://sertelelectronics.com/>

34. *Portal de POWER ELECTRONICS* [en línea]. Disponible en: <https://power-electronics.com/solar/hemk>

35. *Portal de POWER ELECTRONICS* [en línea]. Disponible en: <https://power-electronics.com/solar/mv-skid-compact>

36. *Portal de Seaflex* [en línea]. Disponible en: <https://www.seaflex.com/applications/solar/>

37. *Portal de TECHNOSUN* [en línea]. Disponible en: <https://b2b.technosun.com/shop/ele0602-elecsun-conectores-fv-h-m-25-4-6mm-1500v-tipo-mc4-1-pareja-8654#attr=>

38. *Portal de Top Cable* [en línea]. Disponible en: <https://www.topcable.com/es/cables-de-baja-tension/cables-solares/topsolar-pv-zz-f-h1z2z2-k/>

39. *Portal de PRYSMIAN* [en línea]. Disponible en: <https://es.prysmian.com/centro-de-productos/construction-and-infrastructures/Prysmian-AI-Voltalene-H-Compact-AL-RH5Z1-OL-Fca>

40. *Portal de PVsyst* [en línea]. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/>