



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA

AUTOR: ARCADI ESTANISLAU SHKAURON RAMOS

TUTOR: RAÚL GONZÁLEZ MEDINA

COTUTOR: ALBERTO HERNÁNDEZ FERRER

Curso Académico: 2020-21

AGRADECIMIENTOS

La entrega y defensa de este trabajo académico significa para mí la prueba irrefutable de que podía conseguirlo. Hasta en los peores momentos de mi vida, en los que tras años académicos frustrados me resigné y comencé a trabajar de cualquier cosa, seguía sintiendo en mi interior las punzadas de curiosidad que siempre me han hecho querer saber por qué suceden las cosas. Tras darme a mí mismo otra oportunidad y trabajar más duro de lo que jamás me hubiera imaginado, compaginando trabajo y estudios, hoy por fin, me encuentro redactando las últimas líneas de mi trabajo de fin de grado. Tras muchos, muchos y muchos años duros, puedo respirar y sentirme orgulloso al mirar atrás.

No puedo más que agradecer de todo corazón a todas las personas que me han hecho, en mayor o menor medida, el camino un poco más fácil.

- *“A todos mis compañeros del Corte, por todos los buenos ratos que pasé con ellos durante estos 3 años y en especial al 084 por todos esos días que cambiasteis para que pudiera estudiar y hacer exámenes”.*

- *“A Bravos y GIEniales, por todas esas horas de biblioteca, cafés y cenas que me hacían querer ir cada día a la universidad”.*

- *“A Marta y a Diego, por esa noche anterior al último examen de la carrera. Vuestras palabras fueron el empuje final para cerrar esta etapa”.*

- *“A todos los amigos que creyeron en mí”.*

- *“A mi madre y a mi hermana que, a pesar de todas las circunstancias, siempre supieron que podría hacerlo”.*

Por fin,

“Energía, eres mía”.

ABSTRACT

Currently, renewable technologies are experiencing a boom due to favorable legislation promoted from both European and national level. Among them, photovoltaic solar energy is the one that has developed the highest installed power in contrast to previous years when compared to other renewable sources such as wind or solar thermal.

Specifically, during the last 2 years a total of 5,301 MW have been installed (Red Eléctrica de España, 2020), adding large infrastructures for generation and small self-consumption facilities, which, when compared with the 4,712 MW accumulated installed power until 2018, shows the renewed interest in this energy source. This interest favors the emergence of alternative solutions in this field, and unconventional projects such as the deployment of floating installations on water are emerging with greater frequency.

The main objective of this Final Degree Project is the development of a preliminary project for a 1 MW floating photovoltaic installation for the generation of electricity on the upper reservoir of the Cortes-La Muela pumped-storage hydropower complex. This preliminary draft will be carried out with the aim of defining the general technical lines to be followed for the realization of a project of these characteristics, the advantages or disadvantages that it may entail and the technical-economic viability of an installation of this power under these conditions.

Key words: **Photovoltaics, PV, floating, renewables.**

RESUMEN

Actualmente, las tecnologías renovables están experimentando un auge debido a la legislación favorable impulsada desde el estamento europeo y nacional. Entre ellas, la energía solar fotovoltaica es la que ha desarrollado mayor potencia instalada con respecto a años anteriores si se compara con otras fuentes renovables como la eólica o la solar térmica.

En concreto, durante los últimos 2 años se han instalado un total de 5.301 MW (Red Eléctrica de España, 2020), sumando grandes infraestructuras para la generación y pequeñas instalaciones de autoconsumo, que, comparándolo con la potencia instalada acumulada hasta el año 2018, (4.712 MW), deja patente el renovado interés en esta fuente de energía. Dicho interés favorece la aparición de soluciones alternativas en este campo y están surgiendo con mayor frecuencia proyectos no convencionales como son el despliegue de instalaciones flotantes sobre el agua.

El objetivo principal del presente Trabajo de Fin de Grado es el desarrollo de un anteproyecto de instalación fotovoltaica flotante de 1 MW destinada a la generación eléctrica sobre el embalse superior del complejo hidroeléctrico de bombeo de Cortes-La Muela. Este anteproyecto se realizará con el ánimo de definir las líneas generales técnicas a seguir para la realización de un proyecto de estas características, las ventajas o inconvenientes que puede suponer y la viabilidad técnico económica de una instalación de esta potencia en estas condiciones.

Palabras clave: **Fotovoltaica, FV, flotante, renovables.**

RESUM

Actualment, les tecnologies renovables estan experimentant un auge degut a la legislació favorable impulsada des de l'estament europeu i nacional. Entre elles, l'energia solar fotovoltaica és la que ha desenvolupat major potència instal·lada respecte a anys anteriors si es compara altres renovables com l'eòlica o la solar tèrmica.

En concret, durant els últims 2 anys s'han instal·lat un total de 5.301 MW (Xarxa Elèctrica d'Espanya, 2020), sumant grans infraestructures per a la generació i xicotetes instal·lacions d'autoconsum, que, comparant-ho amb la potència instal·lada acumulada fins a l'any 2018, 4.712 MW, deixa patent el renovat interès en aquesta font d'energia. Aquest interès afavoreix l'aparició de solucions alternatives en aquest camp i estan sorgint amb major freqüència projectes no convencionals com són el desplegament d'instal·lacions flotants sobre l'aigua.

L'objectiu principal del present Treball de Fi de Grau és el desenvolupament d'un avantprojecte d'instal·lació fotovoltaica flotant d'1 MW destinada a la generació elèctrica sobre l'embassament superior del complex hidroelèctric de bombament de Cortes-La Muela. Aquest avantprojecte es realitzarà amb l'ànim de definir les línies generals tècniques a seguir per a la realització d'un projecte d'aquestes característiques, els avantatges o inconvenients que pot suposar i la viabilitat tecnicoeconòmica d'una instal·lació d'aquesta potència en aquestes condicions.

Paraules clau: **Fotovoltaica, FV, flotant, renovables.**

ÍNDICE

1.	PRESENTACIÓN.....	12
1.1.	OBJETIVO.....	13
1.2.	ALCANCE.....	14
1.3.	JUSTIFICACIÓN TÉCNICA.....	15
1.4.	JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA.....	16
2.	INTRODUCCIÓN.....	17
2.1.	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	18
2.1.1.	LA RADIACIÓN SOLAR Y LA TIERRA.....	18
2.1.2.	EL EFECTO FOTOVOLTAICO.....	19
2.1.3.	CARACTERIZACIÓN DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	20
2.1.4.	TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS CONVENCIONALES.....	23
2.1.5.	EL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO.....	24
2.1.6.	TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	25
2.1.7.	ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.....	25
2.2.	ESTADO ACTUAL DEL MERCADO FOTOVOLTAICO.....	26
2.2.1.	ÁMBITO INTERNACIONAL.....	26
2.3.	ÁMBITO EUROPEO.....	27
2.4.	ÁMBITO NACIONAL.....	27
2.5.	FOTOVOLTAICA FLOTANTE.....	28
2.5.1.	ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL.....	28
2.5.2.	CARACTERÍSTICAS.....	29
2.5.3.	ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE.....	31
3.	MEMORIA TÉCNICA DE DISEÑO.....	33
3.1.	UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	34
3.1.1.	CENTRAL HIDROELÉCTRICA CORTES-LA MUELA.....	35
3.2.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN.....	36
3.2.1.	PANEL FOTOVOLTAICO.....	37
3.2.2.	INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	38
3.2.3.	CAJA DE AGRUPACIÓN AC.....	40
3.2.4.	ESTRUCTURA Y MONTAJE DE LOS MÓDULOS.....	40
3.2.5.	CABLEADO CC.....	41
3.2.6.	CABLEADO CA.....	42
3.2.7.	CANALIZACIONES.....	42
3.2.8.	PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	43

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

3.2.9.	RED EQUIPOTENCIAL Y TIERRAS.....	44
3.2.10.	OBRA CIVIL.....	44
3.2.11.	RESUMEN DE DISEÑO.....	45
4.	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	46
4.1.	MODELO Y CANTIDAD DE INVERSORES.....	47
4.2.	COMPATIBILIDAD MÓDULOS-INVERSORES.....	47
4.2.1.	COMPATIBILIDAD DE TENSIONES.....	47
4.2.2.	COMPATIBILIDAD DE INTENSIDADES	49
4.3.	DISTANCIA ENTRE PANELES	50
4.4.	SELECCIÓN DE CABLEADO	51
4.4.1.	LADO DE CORRIENTE CONTINUA	51
4.4.2.	LADO DE CORRIENTE ALTERNA	57
4.4.3.	RESUMEN CABLEADO.....	60
4.5.	CÁLCULO DE TIERRAS	61
5.	PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA	62
5.1.	CÁLCULO DE LA INVERSIÓN.....	63
5.2.	ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN	65
5.3.	VIDA ÚTIL.....	65
5.4.	FINANCIACIÓN.....	65
5.5.	COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	66
6.	ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	67
6.1.	CÁLCULO DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA.....	68
6.1.1.	PVGIS.....	68
6.1.2.	SOLAR EDGE DESIGNER	68
6.1.3.	RESULTADOS	69
6.2.	CÁLCULO DEL AHORRO EN EVAPORACIÓN	72
6.3.	CÁLCULO DE LAS POSIBILIDADES DE HIBRIDACIÓN	72
6.4.	RENTABILIDAD DEL PROYECTO	73
6.4.1.	LCOE	73
6.4.2.	VAN.....	75
6.4.3.	TIR.....	76
6.4.4.	RETORNO DE LA INVERSIÓN.....	77
6.4.5.	RESUMEN	80
6.5.	CONCLUSIONES	81
	BIBLIOGRAFÍA.....	82

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

ANEXOS	83
ANEXO I: PLANOS	84
ANEXO II: ESQUEMA UNIFILAR.....	85
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS.....	86

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ficha técnica modulo fotovoltaico Jinko	38
Tabla 2. Características técnicas inversor Huawei.	39
Tabla 3. Protecciones presentes en los inversores seleccionados.....	43
Tabla 4. Características técnicas cajas de agrupación.....	44
Tabla 5. Resumen instalación fotovoltaica	45
Tabla 6. Resumen inversores	45
Tabla 7. Requisitos de inversor	47
Tabla 8. Especificaciones referentes a V_{mp}	48
Tabla 9. Especificaciones referentes a V_{oc}	48
Tabla 10. Especificaciones referentes a I_{sc}	49
Tabla 11. Intensidades máximas por sección de cableado y tendido (TOPSOLAR)	52
Tabla 12. Factores de temperatura del terreno respecto a 25°C	53
Tabla 13. Factores de resistividad del terreno	53
Tabla 14. Factores de corrección por tipología de agrupación de cableado	54
Tabla 15. Factor de corrección por profundidad de canalización.....	54
Tabla 16. Cálculos de cableado por criterio de caída de tensión.....	56
Tabla 17. Selección de conductores en CC.....	56
Tabla 18. Cálculo de la sección de cableado tramo inversor-caja de agrupación.....	58
Tabla 19. Cableado seleccionado tramo inversores-cajas de agrupación	58
Tabla 20. Cálculo de la sección de cableado tramo caja de agrupación-CET.....	60
Tabla 21. Cableado seleccionado tramo cajas de agrupación-CET	60
Tabla 22. Resumen selección de cableado.....	60
Tabla 23. Costes estimados de operación y mantenimiento	66
Tabla 24. Diferencia de producción absoluta.....	71
Tabla 25. Producción a lo largo de la vida útil del proyecto	71
Tabla 26. Ahorro en agua evaporada	72
Tabla 27. LCOE del proyecto	74
Tabla 28. Desarrollo del VAN	76
Tabla 29. Resultado cálculo de la TIR.....	77
Tabla 30. Flujo de caja acumulado	78
Tabla 31. Resumen energético del proyecto	80
Tabla 32. Resumen económico del proyecto	80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Radiación incidente procedente del Sol.....	18
Figura 2. Componentes de la radiación solar.....	19
Figura 3. Efecto fotovoltaico.....	20
Figura 4. Circuito equivalente célula fotovoltaica.....	20
Figura 5. Comportamiento característico célula fotovoltaica.....	21
Figura 6. Efecto de la resistencia en serie R_s	21
Figura 7. Efecto de la resistencia en paralelo R_p	21
Figura 8. Curva I-V y P-V de una célula fotovoltaica.....	22
Figura 9. Efecto de la Irradiación sobre I_{sc} y V_{oc}	22
Figura 10. Efecto de la temperatura sobre I_{sc} y V_{oc}	23
Figura 11. Estructura de un módulo fotovoltaico convencional.....	24
Figura 12. Conexión interno entre células fotovoltaicas.....	24
Figura 13. Efecto del conexionado en serie y paralelo.....	25
Figura 14. Evolución de la producción solar fotovoltaica en el mundo.....	26
Figura 15. Histórico y previsiones del mercado fotovoltaico europeo.....	27
Figura 16. Datos de potencia instalada nacional, REE.....	28
Figura 17. Instalaciones fotovoltaicas flotantes en España.....	28
Figura 18. Diferencias en la producción anual de una instalación de 100 kW.....	29
Figura 19. Diferencias en la producción de una instalación de 500 kW.....	30
Figura 20. Resultados del estudio de J.I López Moreno.....	30
Figura 21. Flotador de PE.....	31
Figura 22. Pontones inclinados.....	32
Figura 23. Patente de estructura de sujeción flotante para un grupo de paneles (EE.UU. Patente nº WO 2012/166966 A1, 2012).....	32
Figura 24. Imagen 3D de satélite del embalse La Muela.....	34
Figura 25. Embalse de La Muela sobre mapa. ©OpenStreetMap.....	34
Figura 26. Mediciones tomadas mediante imagen por satélite.....	35
Figura 27. Imagen cercana del embalse artificial de La Muela.....	35
Figura 28. Ejemplo de instalación flotante empleando "Seablock".....	36
Figura 29. Modelo de panel seleccionado.....	37
Figura 30. Modelo de inversor seleccionado SUN2000-105KTL-H1.....	38
Figura 31. Modelo 3D de estructura flotante con espacio para 9 paneles (Autodesk Inventor).....	40
Figura 32. Diseño 3D del estado final de la instalación.....	41
Figura 33. Esquema de compatibilidad de tensiones entre inversor y módulos.....	47
Figura 34. Esquema de cálculo distancia mínima entre paneles.....	50
Figura 35. Cable TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K.....	51
Figura 36. Conectores MC4.....	51
Figura 37. Esquema de la instalación propuesta.....	55
Figura 38. Intensidad máxima admisible para cableado con conductores de aluminio.....	57
Figura 39. Simulación del diseño final.....	80

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Distribución de costes de la inversión	65
Gráfico 2. Cálculo de producción anual instalación en tierra	69
Gráfico 3. Energía anual generada por la instalación propuesta	70
Gráfico 4. Comparativa entre instalación solar flotante y en tierra	70
Gráfico 5. Perfil diario del precio eléctrico.....	73
Gráfico 6. Evolución costes, ingresos y flujos de caja	79

1. PRESENTACIÓN

1.1. OBJETIVO

EL objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado es el de caracterizar y diseñar una instalación solar fotovoltaica flotante destinada a generación en el embalse superior del complejo Cortes-La Muela de 1 MWp, con el fin de exponer las mejoras que suponen este tipo de instalaciones al ubicarse sobre lámina de agua y la posible hibridación con los sistemas de generación hidroeléctricos convencionales existentes hoy en día. El diseño resultante tendrá como objetivo secundario poder ser escalable con el fin de poder aplicarse en otros embalses ya sean de bombeo o no.

1.2. ALCANCE

El alcance del presente Trabajo de Fin de Grado abarca los siguientes puntos:

- Caracterización e integración del recurso fotovoltaico sobre el agua en la ubicación escogida.
- Diseño de todos los elementos que formen parte del proyecto
- Estudio de viabilidad técnico-económica del proyecto.
- Presupuesto de ejecución.
- Plano de la instalación.
- Esquema eléctrico del proyecto.

No formará parte de este proyecto la realización del estudio de impacto ambiental.

1.3. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

La energía solar fotovoltaica está experimentando un auge generalizado en todo el mundo debido a la bajada de precios que durante los últimos años llevan experimentando las células y paneles fotovoltaicos (IEA, IEA Data and Statistics, 2020). Además, en España, con el nuevo marco regulatorio instaurado desde 2018 los proyectos y peticiones de instalaciones fotovoltaicas se han multiplicado durante estos dos años. Con la nueva legislación favorable sumada a la bajada del coste específico por Wp, desde hace algunos años se están comenzando a estudiar nuevas aplicaciones y tecnologías en el ámbito fotovoltaico.

Uno de esas aplicaciones es el uso de instalaciones fotovoltaicas emplazadas sobre agua, en diferentes configuraciones, con el fin de obtener una serie de mejoras tanto en el rendimiento global de la instalación como en la rentabilidad total del proyecto. Entre otras, las ventajas planteadas en este tipo de instalaciones son las siguientes:

- Mejora del rendimiento de los paneles por proximidad a la masa de agua fría.
- Aprovechamiento de la superficie ya inundada sin recurrir a terreno nuevo.
- Reducción de la evaporación de la lámina de agua.
- Hibridación con sistemas eléctricos ya existentes.
- Reducción de la proliferación de algas.

De entre todas las anteriores se tendrán en cuenta para el presente anteproyecto las cuatro primeras, haciendo especial hincapié en la mejora del rendimiento de los paneles en este tipo de instalaciones y las posibilidades de hibridación con el complejo hidroeléctrico Cortes-La Muela.

La elección de esta central hidroeléctrica tiene como justificación principal la evaluación del empleo del recurso fotovoltaico en el desempeño de una instalación de bombeo puro y el papel que puede realizar en la regulación de los ciclos de bombeo. Como justificación secundaria, al contar con un Punto de Conexión a Red ya aprobado por REE se intuye un posible aprovechamiento y ahorro de las instalaciones de alta tensión pertinentes, así como evitar esperas de hasta 2 años para la legalización y tramitación del conexionado a red.

1.4. JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA

Para la realización del presente Trabajo de Fin de Grado se han empleado los conocimientos impartidos durante el transcurso del Grado en Ingeniería de la Energía siendo asignaturas como *“Proyectos”, “Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia”* y *“Sistemas y Tecnologías Eléctricas”* las que mayor contenido aportan al presente documento. Con la presentación de este trabajo académico se pretende demostrar las destrezas y conocimientos adquiridos durante la etapa académica.

Por otro lado, el presente documento permitirá realizar una aproximación para el desarrollo de proyectos con el mismo fin.

Por último, la presentación y defensa del presente Trabajo de Fin de Grado servirá para optar al título de Grado en Ingeniería de la Energía para poder desempeñar labores profesionales en el ámbito de la ingeniería.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

De forma directa e indirecta, el sol contribuye al 94% de la energía total presente en el planeta Tierra en forma de radiación, la mayor parte de la cual está dedicada al calentamiento de la atmósfera (UPV, 2018).

La energía solar fotovoltaica es el aprovechamiento de parte de esa energía en forma de radiación para la producción de energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

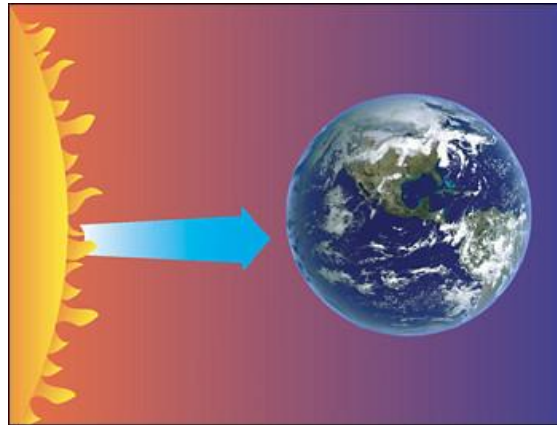


Figura 1. Radiación incidente procedente del Sol

La energía procedente del Sol es radiación electromagnética causada por las reacciones de fusión nuclear de hidrógeno y emitidas por la superficie de este.

2.1.1. LA RADIACIÓN SOLAR Y LA TIERRA

El espectro electromagnético solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta siendo la atmósfera terrestre un importante filtro gracias a la acción del ozono atmosférico y el oxígeno que absorben radiación en la franja ultravioleta. La constante solar es la cantidad de energía recibida por unidad de tiempo y superficie en el exterior de la atmósfera terrestre de forma perpendicular. Su valor se sitúa actualmente en 1361 W/m^2 (NASA, s.f.). La potencia de radiación incidente por metro cuadrado es la magnitud definida como Irradiancia.

Tras atravesar la atmósfera, la irradiancia media a nivel del mar durante un día claro es de aproximadamente 1000 W/m^2 . Esta disminución de irradiancia es debido a los fenómenos de reflexión, dispersión y absorción que sufren las ondas electromagnéticas a su paso por la atmósfera terrestre hasta llegar a la superficie. Estos procesos descomponen la radiación incidente sobre la superficie en tres grupos de radiación: Directa, difusa y albedo.

- Radiación directa: Es la radiación que llega directamente desde el Sol. Está sujeta a absorciones durante su recorrido a través de la atmósfera por lo que su intensidad depende en gran medida de la nubosidad, aerosoles presentes en la atmósfera y el espesor de esta. Este tipo de radiación es la causante de las sombras.
- Radiación difusa: Radiación producida por fenómenos de dispersión y refracción que sufren las componentes de diferente longitud de onda de la luz al atravesar la

atmósfera. Este tipo de radiación es la que provoca el color del cielo azul y los tonos anaranjados y rojizos durante el amanecer y atardecer.

- Albedo: Radiación reflejada por la superficie terrestre, su intensidad está directamente relacionada con el tipo de superficie y su rugosidad. De forma habitual esta componente de la radiación se engloba dentro de la componente difusa.

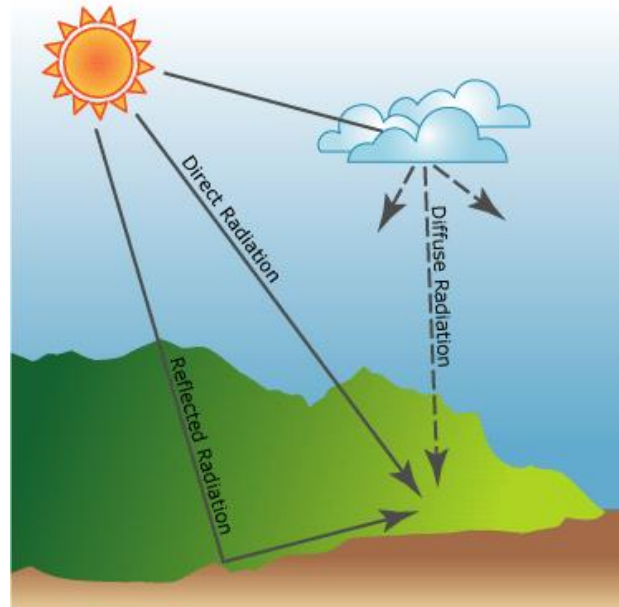


Figura 2. Componentes de la radiación solar

Se denomina radiación global a la radiación tanto total como difusa, incluyendo el albedo, incidente sobre una superficie horizontal a la superficie terrestre. Esta radiación global es la que a través del efecto fotovoltaico es convertida finalmente en electricidad.

2.1.2. EL EFECTO FOTOVOLTAICO

Tal y como se ha mencionado anteriormente el efecto fotovoltaico es el fenómeno a través del cual se obtiene energía eléctrica procedente de la radiación solar. El efecto se produce cuando entre dos materiales distintos en contacto se produce una diferencia de potencial (d.d.p.) al ser iluminados (Britannica, 2008). Cuando los materiales son irradiados se ionizan con lo que, conectados a una carga, estos electrones producen una corriente eléctrica continua por la acción de la d.d.p. El efecto fotovoltaico continúa produciendo corriente y voltaje mientras se mantenga la radiación incidente. Este efecto se intensifica cuando los materiales empleados favorecen el desplazamiento entre ambos electrodos en una dirección determinada, confiriendo a uno de los electrodos, carga positiva y al otro, carga negativa. Al material que acumula carga negativa se le denomina comúnmente tipo *p* y al que acumula carga positiva tipo *n*, por lo que a la unión entre ambos materiales se la denomina típicamente *unión p-n*.

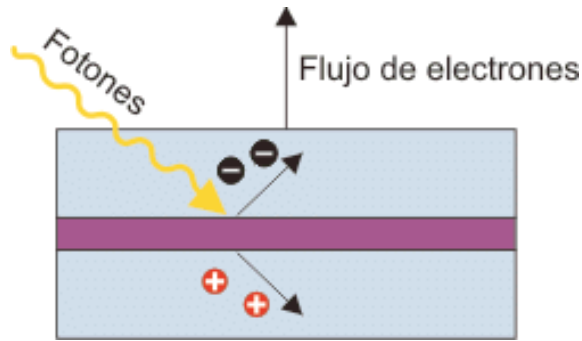


Figura 3. Efecto fotovoltaico

Hoy en día se emplean materiales semiconductores tales como el silicio o el germanio para producir uniones p-n que generen corriente eléctrica. Estos son tratados para producir mayor cantidad de corriente, conociéndose este proceso como “dopado”. A dicha unión p-n se la conoce como célula fotovoltaica y es la unidad mínima necesaria para el proceso de generación eléctrica a partir de la irradiación procedente del Sol.

2.1.3. CARACTERIZACIÓN DE LA CÉLULA FOTOVOLTAICA

Para que se produzca el efecto fotovoltaico es necesaria la presencia de un campo eléctrico interno que genere el par electrón-hueco acumulándose en extremos opuestos de la unión. Cuando ambos materiales son conectados de forma externa a través de una carga se produce una corriente eléctrica a través de la misma. La corriente resultante es el resultado de dos componentes internas:

- **La corriente de iluminación, I_{ph} :** Producida por la generación de portadores de carga a causa de la irradiación sobre el material. Su valor es constante para un mismo valor de irradiación.
- **La corriente de oscuridad I_D :** Debido al aumento de las corrientes de difusión internas del material por efecto de d.d.p. producida en la carga. Su comportamiento es análogo al de un diodo.

Por lo que teniendo en cuenta el comportamiento de ambas corrientes contrarias puede caracterizarse eléctricamente I_{ph} como una fuente de intensidad e I_D como un diodo lo que añadiendo las pérdidas como resistencias producen el siguiente circuito equivalente:

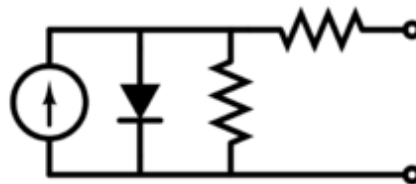


Figura 4. Circuito equivalente célula fotovoltaica

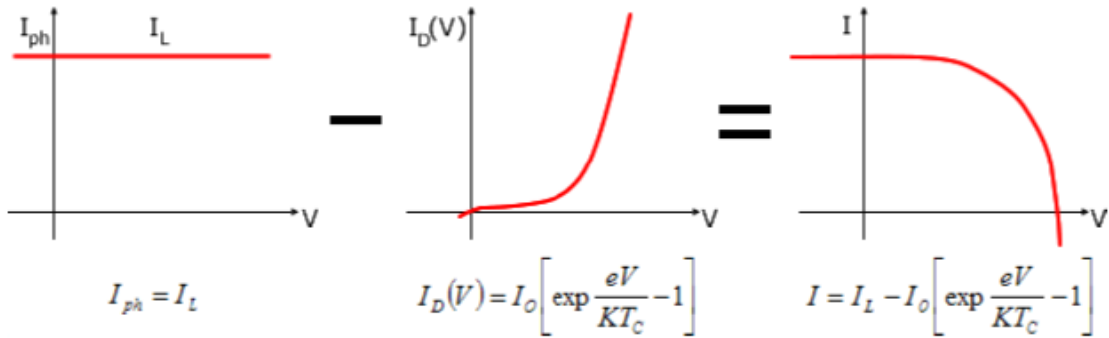


Figura 5. Comportamiento característico célula fotovoltaica

La tercera de las funciones de la figura anterior es la curva característica de la célula fotovoltaica. Cuando la célula es iluminada y se conectan sus dos electrodos, es decir se cortocircuita, se produce la denominada corriente de cortocircuito I_{sc} que aumenta conforme a la irradiancia incidente. Por otro lado, a la diferencia de potencial que se produce al incidir la radiación sobre la célula sin conexasion se la denomina tensión de circuito abierto o V_{oc} que también aumenta de forma proporcional a la radiación. En situaciones convencionales se produce tanto corriente como tensión que unidos a las pérdidas reducen la potencia máxima teórica de la célula deformando la forma típica rectangular. El efecto de dichas resistencias sobre la curva I - V se puede observar en la siguiente figura:

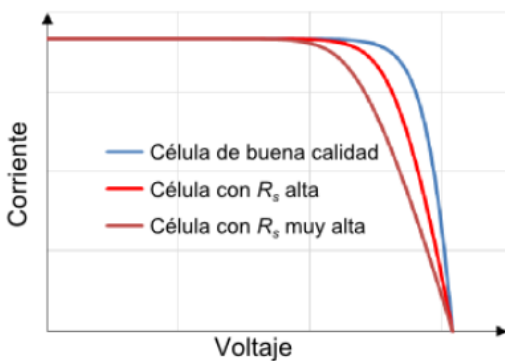


Figura 6. Efecto de la resistencia en serie R_s

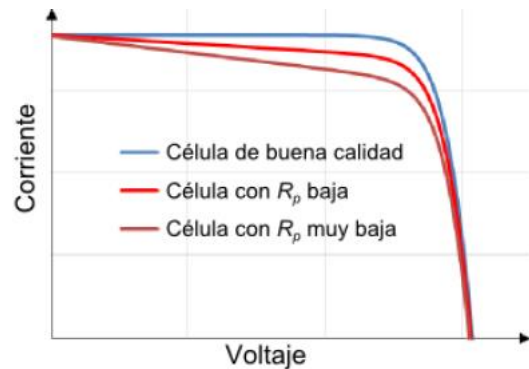


Figura 7. Efecto de la resistencia en paralelo R_p

La potencia máxima alcanzada por la célula irradiada conectada a una carga se denomina punto de máxima potencia, P_m que no es más que el producto de la tensión y la corriente a dicho nivel de irradiancia.

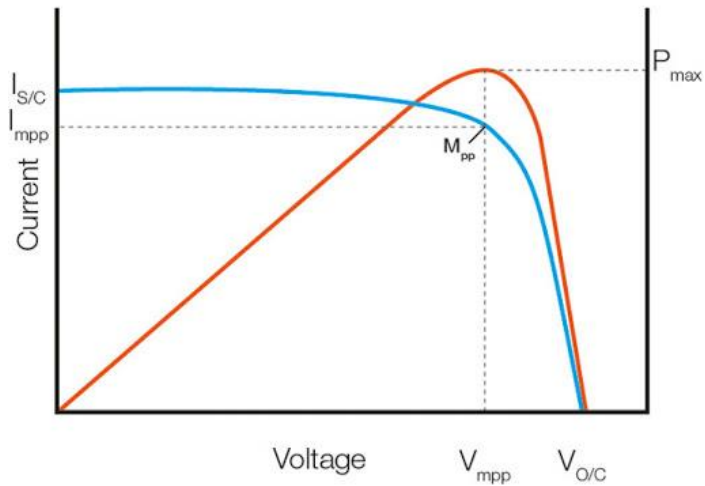


Figura 8. Curva I-V y P-V de una célula fotovoltaica

La corriente generada por la célula en el punto de máxima potencia se denomina I_{pmp} o I_{mpp} por sus siglas en inglés, la tensión en dicho punto se denomina V_{pmp} o V_{mpp} .

Como se ha comentado anteriormente, tanto la corriente como la tensión producidas en la célula dependen completamente de la potencia de radiación incidente, siendo pues esta la variable que más afecta al desempeño de la propia célula. En la siguiente figura se puede observar cómo tanto V_{oc} como I_{sc} varían de forma directamente proporcional a los diferentes niveles de irradiación siendo I_{sc} el parámetro que más se ve afectado por esta variación.

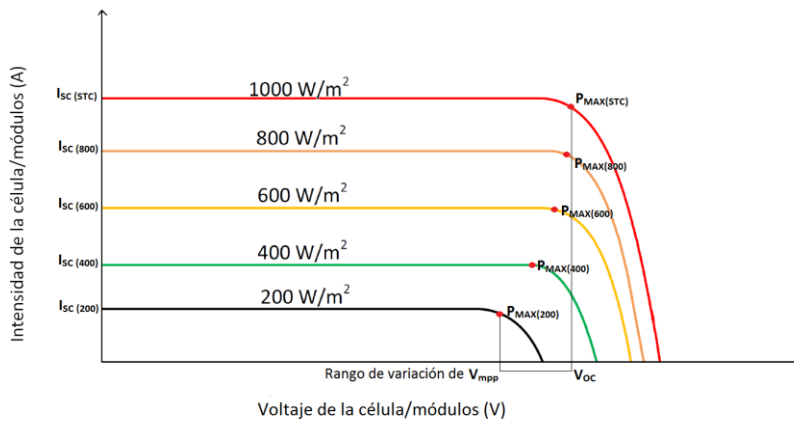


Figura 9. Efecto de la Irradiación sobre I_{sc} y V_{oc} .

Por otro lado, parámetros como la temperatura, afectan también a la potencia entregada por la célula fotovoltaica. En concreto, la corriente I_{sc} aumenta ligeramente con la temperatura mientras que la V_{oc} disminuye de forma más acusada. En las siguientes figuras se puede apreciar estas variaciones con respecto a diferentes valores de temperatura y una misma irradiación:

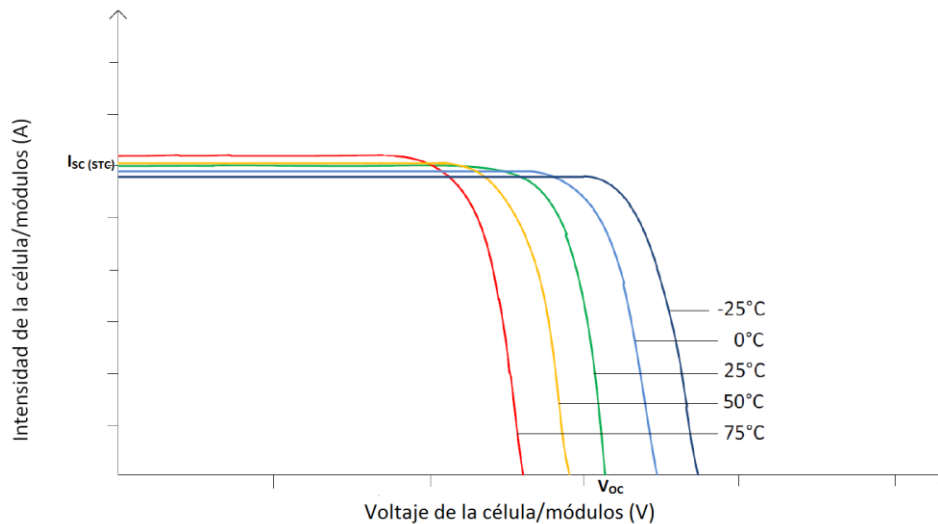


Figura 10. Efecto de la temperatura sobre I_{sc} y V_{oc} .

Por sí sola la célula fotovoltaica no es capaz de generar potencia significativa para generar electricidad para uso convencional por lo que se hace imprescindible su agregación mediante conexiones en serie y paralelo conformando lo que denominamos módulo fotovoltaico. Las conexiones se realizan de tal forma que se obtenga una curva de comportamiento similar al de una célula individual para lo cual se usan conexiones en serie para aumentar la tensión del módulo y conexiones en paralelo para aumentar de la misma manera la corriente.

2.1.4. TECNOLOGÍAS FOTOVOLTAICAS CONVENCIONALES

Como se ha comentado anteriormente, para el desarrollo de células fotovoltaicas se emplean materiales semiconductores, siendo el silicio el material de uso mayoritario. Según el proceso de fabricación empleado podemos distinguir los siguientes tipos de células de silicio.

Silicio monocristalino

Aquellas que emplean silicio procedente de un mismo cristal con una única orientación cristalográfica y muy pocas imperfecciones. Su fabricación es lenta y costosa. Por el contrario, son células que alcanzan rendimientos de hasta el 25%.

Silicio policristalino

Células conformadas por distintos granos con orientaciones diferentes reduciendo la eficiencia. Su fabricación requiere de menor temperatura por lo que es más sencilla y barata. Por otro lado, su rendimiento es menor que en el caso anterior alcanzando rendimientos del 22%.

Silicio amorfo

Estructura interna altamente irregular con multitud de enlaces libres. Esta tecnología permite la fabricación de células de forma barata y sencilla con rendimientos inferiores de hasta el 13%.

2.1.5. EL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

El módulo solar fotovoltaico es la asociación de células fotovoltaicas generalmente en serie que alojadas en un marco y protegidas por una serie de capas generan en su conjunto una potencia significativa al ser conectadas a una carga. Por lo general las láminas de células, unidas entre sí por soldaduras, son encapsuladas entre capas de EVA (Etil-Vinilo-Acetato) y cubiertas en su parte superior por vidrio de alta transmisividad todo ello encapsulado en un marco de aluminio. En la parte trasera se sitúa la caja de conexión del módulo. El conexionado entre células se realiza mediante unión del borne superior de una de las células con el borne inferior de la siguiente célula y así sucesivamente.

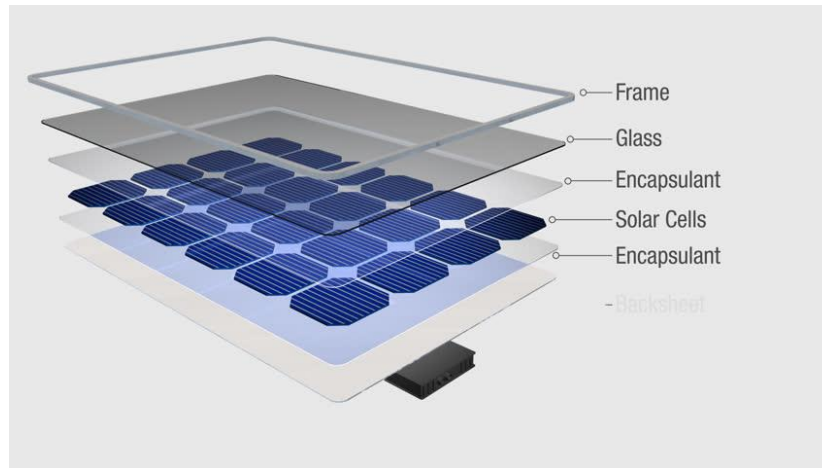


Figura 11. Estructura de un módulo fotovoltaico convencional

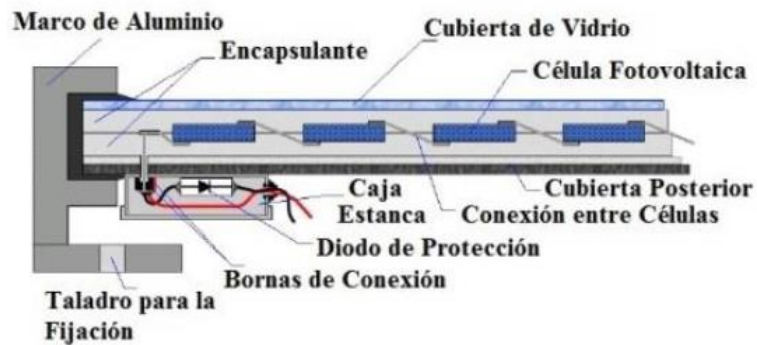


Figura 12. Conexionado interno entre células fotovoltaicas

Al igual que sucede con las células fotovoltaicas, los módulos son asociados en serie y paralelo para aumentar tanto la tensión como la corriente de la instalación conectada resultante elevando la potencia obtenida por esta.

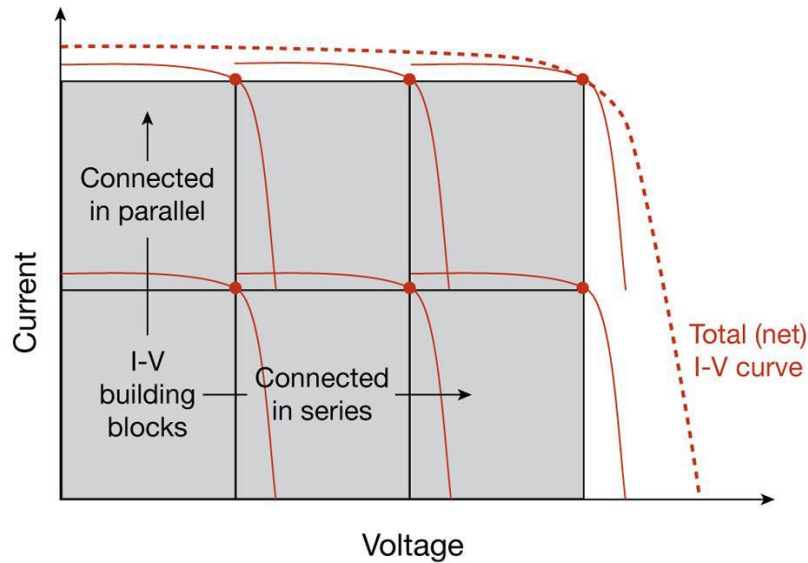


Figura 13. Efecto del conexionado en serie y paralelo

2.1.6. TIPOS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

De forma convencional las instalaciones fotovoltaicas pueden dividirse en dos grandes grupos:

Instalaciones conectadas a red

Estas instalaciones cuentan con una configuración que permite el vertido de energía a la red eléctrica. Las instalaciones pueden ser de gran tamaño, destinadas exclusivamente a la generación de energía eléctrica por lo que todo se vierte a la red eléctrica de alta tensión o pueden ser de pequeño y mediano tamaño para destinar parte de su producción al autoconsumo, vertiendo parte de los excedentes a la red de baja tensión.

Instalaciones aisladas de red

Este tipo de instalaciones no cuentan con un punto de vertido a la red eléctrica por lo que necesitan de baterías que acumulen la energía para su uso según la demanda de cada instalación. Su uso está mayoritariamente relegado a pequeñas instalaciones en los que no se cuenta con suministro eléctrico de red.

2.1.7. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED

Una instalación solar fotovoltaica conectada a red a de disponer de una serie de elementos que puedan permitir de forma efectiva y segura una sincronización entre los módulos fotovoltaicos y la red eléctrica. De forma general los elementos más importantes en una instalación fotovoltaica en orden de generación a vertido son:

- Paneles fotovoltaicos
- Cableado de conexión
- Caja de conexiones

- Inversor/Inversores fotovoltaicos
- Protecciones eléctricas
- Contador de energía
- Tierras

Para instalaciones de generación eléctrica de gran potencia para su vertido en la red de alta tensión se instalan además en el tramo final estaciones de transformación elevadoras para su vertido en la red de alta tensión.

2.2. ESTADO ACTUAL DEL MERCADO FOTOVOLTAICO

2.2.1. ÁMBITO INTERNACIONAL

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía, durante el 2019 la generación eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica creció un 22% (+131 TWh) representando la segunda tecnología con mayor crecimiento absoluto, ligeramente por detrás de la eólica. La energía fotovoltaica sigue encaminada a cumplir los objetivos marcados por la “Estrategia de Desarrollo Sostenible” que requieren un crecimiento anual del 15% entre 2019 y 2020 (IEA, International Energy Agency, 2020).

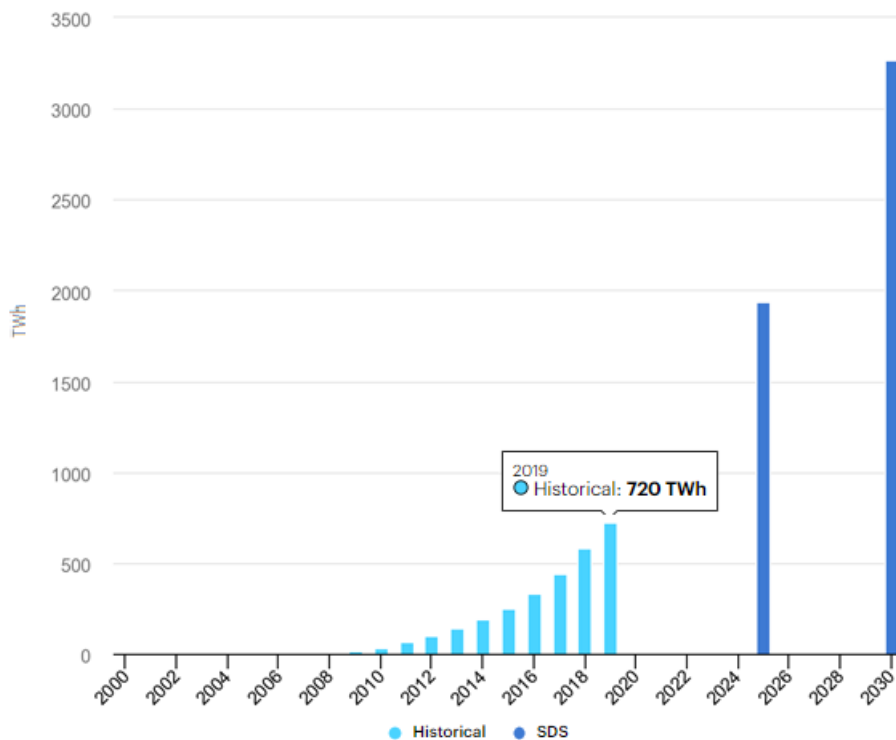


Figura 14. Evolución de la producción solar fotovoltaica en el mundo

2.3. ÁMBITO EUROPEO

Dentro del marco europeo, el pasado año la potencia instalada fotovoltaica creció un 104% respecto al año anterior (SolarPower, 2019), lo que supuso la instalación de 16,7 GW adicionales a los anteriores 8,2 GW instalados el año anterior, siendo, junto a 2010, el año con mayor crecimiento solar. Se espera que en los próximos años la tendencia siga de la misma manera con un crecimiento promedio del 13% anual.

FIGURE 1.6 EU28 ANNUAL SOLAR PV MARKET SCENARIOS 2020 - 2023

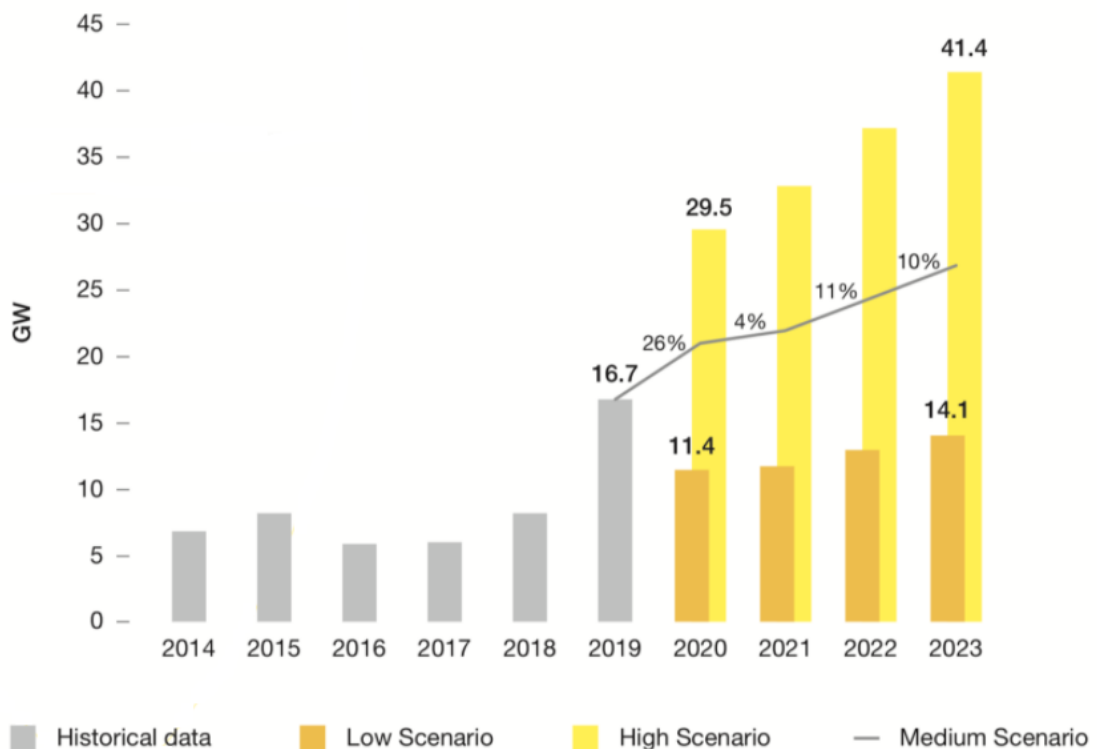


Figura 15. Histórico y previsiones del mercado fotovoltaico europeo

2.4. ÁMBITO NACIONAL

Durante el año 2019, España se ha convertido de lejos en el mercado solar más grande de Europa con la instalación de 4,2 GW (Red Eléctrica de España, 2020) siendo el sexto país del mundo en potencia instalada lo que vuelve a colocar al mercado fotovoltaico español a la cabeza europea. En lo que llevamos de 2020 se ha instalado un total de 1,45 GW (Datos a octubre 2020) por lo que la fotovoltaica en España prosigue con un gran impulso.

Este aumento se debe principalmente al cambio legislativo ocurrido durante 2018 y promovido por el RD 15/2018 que reestablece las condiciones generales para el autoconsumo mejorando la rentabilidad de los proyectos y agilizando la tramitación de los expedientes.



Potencia instalada nacional (MW)

	2016	2017	2018	2019	2020
Hidráulica convencional y mixta	17.030	17.028	17.046	17.085	17.085
Bombeo puro	3.329	3.329	3.329	3.329	3.329
Nuclear	7.573	7.117	7.117	7.117	7.117
Carbón	10.004	10.004	10.030	9.683	6.838
Fuel + Gas	2.490	2.490	2.490	2.447	2.447
Ciclo combinado	26.670	26.670	26.284	26.284	26.284
Hidroeléctrica	11	11	11	11	11
Resto hidráulica ⁽¹⁾	-	-	-	-	-
Eólica	23.002	23.083	23.546	25.874	26.835
Solar fotovoltaica	4.683	4.685	4.712	8.914	10.363
Solar térmica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Térmica renovable/Otras renovables ⁽²⁾	870	872	877	1.078	1.076
Térmica no renovable/Cogeneración y resto/Cogeneración ⁽³⁾	5.966	5.802	5.728	5.678	5.666
Residuos no renovables ⁽⁴⁾	496	496	490	490	480
Residuos renovables ⁽⁴⁾	160	160	160	160	160
Total	104.589	104.052	104.125	110.455	109.998

Figura 16. Datos de potencia instalada nacional, REE

2.5. FOTOVOLTAICA FLOTANTE

2.5.1. ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

En el mundo, el número de instalaciones fotovoltaicas flotantes se ha incrementado de forma exponencial durante los últimos años. Esto se debe principalmente al incentivo de los países con menor espacio sobre tierra firme y por los grandes proyectos desarrollados por China. La primera instalación fotovoltaica flotante no comercial fue instalada en Japón en el año 2007 (20 kW) y un año después, en California, se puso en marcha la primera instalación comercial del mundo con 175 kWp (REN21, 2019).

En 2018 la capacidad total de fotovoltaica flotante en el mundo rebasó el gigawatio de potencia instalada doblando durante ese periodo la potencia instalada anterior, gracias sobre todo a las instalaciones promovidas en china ocupando minas de carbón previamente inundadas. Hoy en día esta tecnología está implementada en más de 29 países de todas las regiones del planeta

En España la fotovoltaica flotante ya ha sido implementada tanto para autoconsumo como conectada a red, con potencias de hasta 1,1 MW y 1,8 MW (El Periódico de la Energía, 2019).



Figura 17. Instalaciones fotovoltaicas flotantes en España

2.5.2. CARACTERÍSTICAS

Tal y como indica su nombre, las instalaciones solares fotovoltaicas flotantes son instalaciones fotovoltaicas emplazadas sobre el agua con posibilidad de diferentes configuraciones. La tradicional estructura metálica de anclaje se puede sustituir por pontones o flotadores donde se instalan los paneles anclándose la plataforma mediante tirantes flexibles o con cierta maniobra. Esta relativamente nueva forma de implementación de la tecnología solar fotovoltaica abre nuevas oportunidades a países con poco espacio sobre tierra firme y con alta densidad de población tales como Japón, Corea o India, donde la competitividad con respecto al uso del suelo es muy alta.

La fotovoltaica flotante, conocida por sus siglas en inglés FPV, ofrece una serie de ventajas adicionales al de la mejora del potencial fotovoltaico en países con poco espacio disponible. La cercanía con la masa de agua, a una temperatura inferior que la misma superficie sobre tierra firme, permite una refrigeración natural mejorada con respecto a las instalaciones en tierra aumentando así el rendimiento global. A continuación, se desarrollan las ventajas, que a vistas del autor tienen un mayor interés sobre la rentabilidad global de proyectos de estas características.

Aumento del rendimiento global

Tal y como se menciona en numerosos estudios científicos como los de (Choi, 2014) , la mejora en el rendimiento de este tipo de instalaciones con respecto a las instaladas en tierra firme se encuentra en torno al 10% dependiendo de las condiciones.

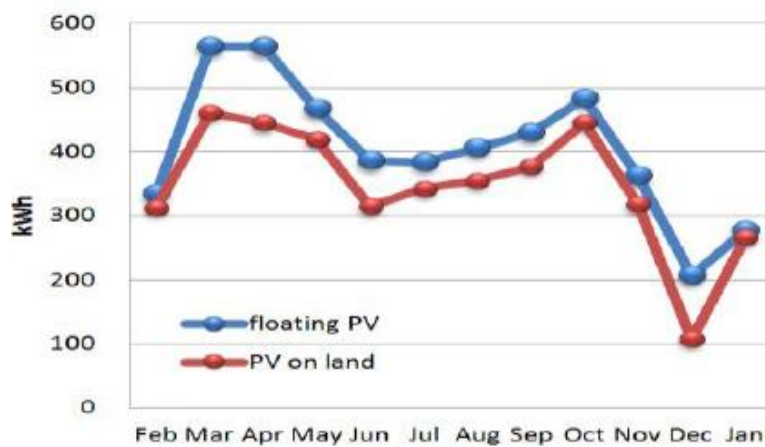


Figura 18. Diferencias en la producción anual de una instalación de 100 kW.

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

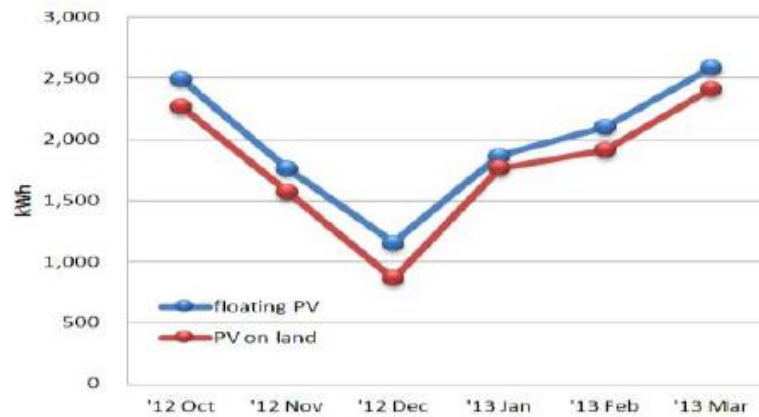


Figura 19. Diferencias en la producción de una instalación de 500 kW

Dicha mejora se produce por la cercanía de la masa de agua a los paneles fotovoltaicos, encontrándose la primera a una temperatura considerablemente menor que en superficie firme, causando una mayor convección natural sobre los paneles reduciendo así su temperatura y por tanto mejorando su eficiencia.

Disminución de las pérdidas por evaporación

Por otro lado, la cobertura de la superficie libre del agua disminuye la evaporación, alcanzando un ahorro de agua considerable en volúmenes de agua que cuenten con una gran superficie. El cálculo de la evaporación dada en un embalse o pantano es complejo y tiene en cuenta multitud de variables tales como la radiación solar en función de su espectro, la temperatura, la velocidad del viento, la presión de vapor, lo cual queda fuera del alcance del presente documento. Según (Lopez Moreno, 2008) el embalse de Lanuza, similar en capacidad y superficie al embalse de La Muela, tiene unas pérdidas anuales de 10.000 m³/año por evaporación.

	Yesa	Lanuza	Búbal	Mediano	El Grado	Barasona	Santa Ana
Capacidad de embalsado (hm ³)	446.9	16.9	64.3	436.4	399.5	92.2	237.0
Máxima superficie inundada (ha)	2148.0	96.0	233.0	1264.0	1109.0	705.0	832.0
Ratio volumen embalsado-superficie inundada	0.2	0.2	0.3	0.4	0.36 (0.23)	0.1	0.3
Aportación al embalse	1327.7	262.1	429.3	1293.1	1446.5	833.4	684.0
Evaporación anual (mm m ²)	1332.0	1152.0	1310.0	1366.0	1385.0	1413.0	1336.0
Pérdida anual por Evaporación (hm ³)	22.0	1.0	2.3	17.4	11.4	5.1	7.4
Pérdida anual (%volumen embalsado)	4.9	5.6	3.5	4.0	2.8 (4.4)	5.6	3.1
Pérdida anual (% de la aportación anual que reciben)	1.7	0.4	0.5	1.3	0.8	0.6	1.1
Precipitación directa sobre la lámina de agua	13.1	1.1	2.0	9.6	6.3	3.4	2.3
Balance Precipitación-Evaporación	-8.9	0.1	-0.2	-7.9	-5.1	-1.7	-5.1

Figura 20. Resultados del estudio de J.I López Moreno

El efecto que puede tener cubrir la superficie de estas masas de agua se estima en una reducción de alrededor del 90% de las pérdidas por evaporación (M.E. Taboada, 2017) lo cual

puede causar un ahorro energético y económico considerable sobre las necesidades de agua en cada caso.

Hibridación con instalaciones hidráulicas

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas pueden ser implementadas en instalaciones hidroeléctricas con un alto grado de integración. Por un lado, ya se dispone de parque transformador de enlace a la red de alta tensión y por tanto se cuenta con punto de vertido ya en activo. Por otro lado, el proceso de instalación de un proyecto de este tipo es mucho más modular y rápido que una instalación análoga en tierra, reduciendo considerablemente los costes de mano de obra. Además, la energía aportada por las centrales hidroeléctricas en España, decrece durante los meses estivales en contraste con el aumento de generación que experimentan los paneles debido a los mayores niveles de irradiación, pudiendo suplir parte de ese déficit.

2.5.3. ELEMENTOS DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE

Típicamente las instalaciones de este tipo se anclan sobre pontones de polietileno de alta densidad o HDPE en diferentes configuraciones según el diseño del fabricante. El uso de este material permite soportar los esfuerzos generados tanto por el peso de los paneles como por el viento incidente sobre la estructura. La estructura ha de ser capaz de alojar tanto a los paneles como al personal de operación y mantenimiento sin perder la flotabilidad mínima exigida. En el caso de recurrir a una posición inclinada los paneles pueden ser alzados por perfilería o mediante un pontón especial con la inclinación deseada de fábrica.



Figura 21. Flotador de PE



Figura 22. Pontones inclinados

Dada la situación sobre la lámina de agua, las instalaciones fotovoltaicas flotantes han de ser debidamente ancladas o amarradas para no sufrir desplazamientos por la acción del viento. Según la localización de la instalación estos anclajes pueden ser de tipo ancla, apoyados sobre el lecho o de tirante anclado en las orillas. El uso de instalaciones de estas características en balsas de riego o en embalses destinados al bombeo puro deben conllevar la instalación de anclajes elásticos, capaces de permitir el movimiento vertical propio de estas masas de agua.

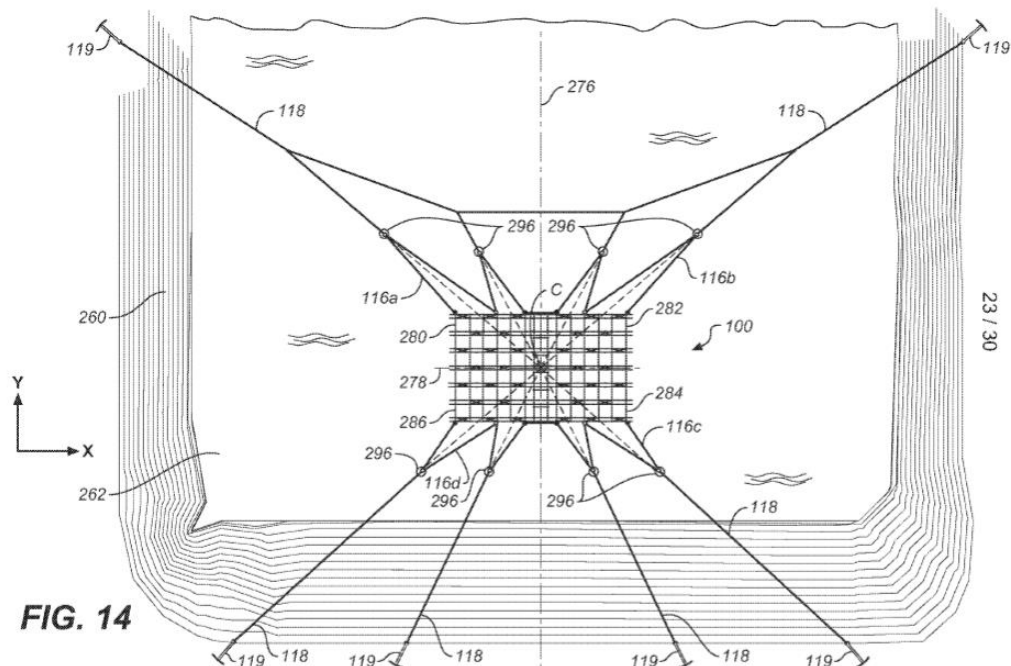


Figura 23. Patente de estructura de sujeción flotante para un grupo de paneles (EE.UU. Patente nº WO 2012/166966 A1, 2012)

Por último, el cableado empleado para el conexionado de la instalación se tiende de forma sumergida o flotante hasta los equipos inversores, en tierra. De ambas opciones la flotante es la configuración que permite una mayor accesibilidad a la inspección del tendido eléctrico.

3. MEMORIA TÉCNICA DE DISEÑO

3.1. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La ubicación elegida es el embalse artificial de La Muela, que forma parte del complejo hidroeléctrico de Cortes-La Muela, propiedad de IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U en territorio de la Comunidad Valenciana en el Término Municipal de Cortes de Pallás. El embalse se ubica en el margen derecho del río Júcar sobre la Muela de Cortes, una gran plataforma natural de entre 800 y 900 msnm (Iberdrola Ingeniería y Consultoría S.A., 2002). En su base, se encuentran las centrales hidroeléctricas de La Muela I (1989) y La Muela II (2013)

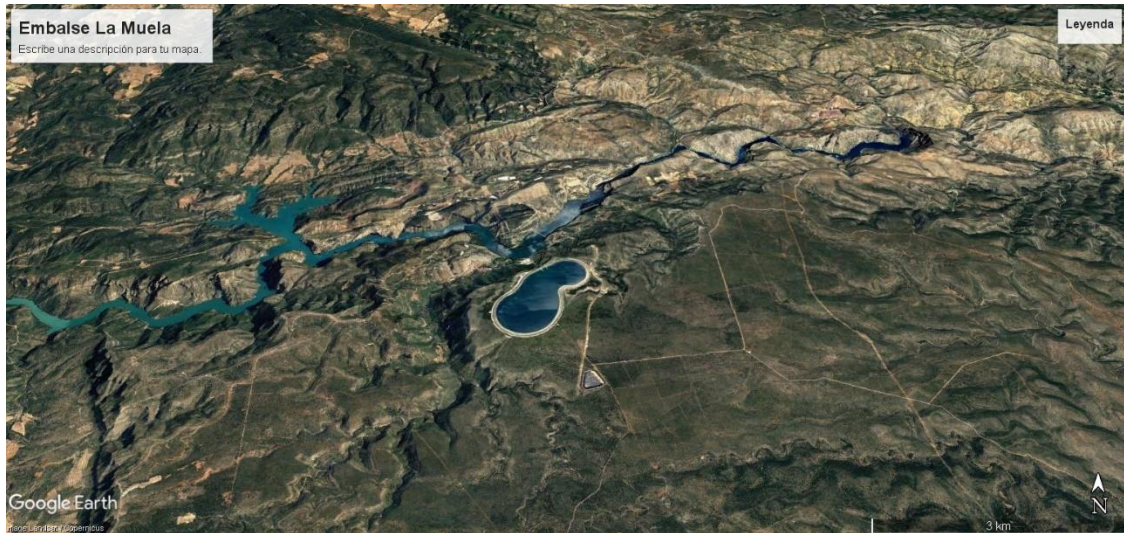


Figura 24. Imagen 3D de satélite del embalse La Muela

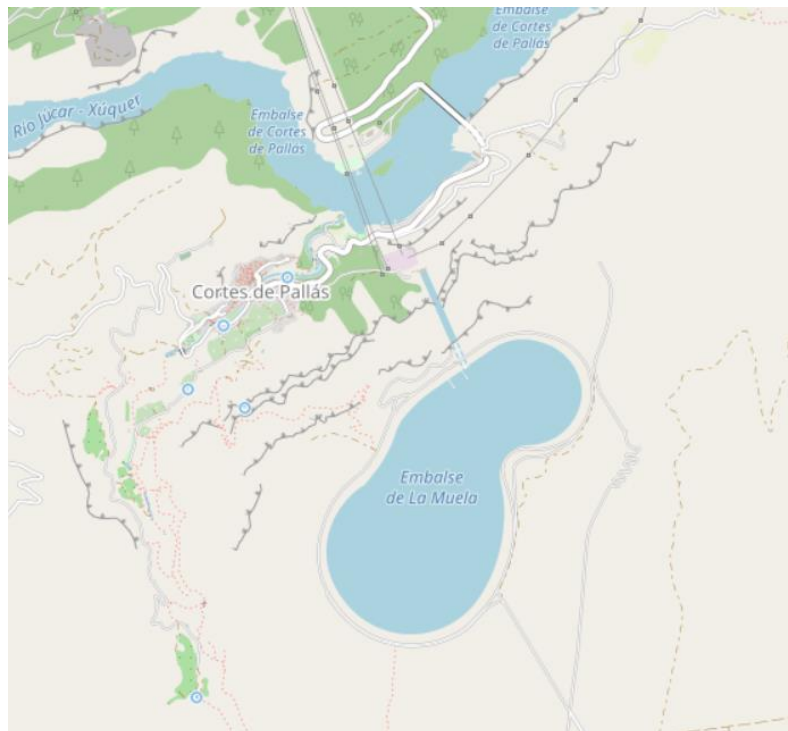


Figura 25. Embalse de La Muela sobre mapa. ©OpenStreetMap.

3.1.1. CENTRAL HIDROELÉCTRICA CORTES-LA MUELA

El embalse superior de La Muela tiene una capacidad de 20 Hm³. El dique tiene una longitud desarrollada de 4,5 km y fue formado con el material procedente de la propia excavación del vaso. La impermeabilización del vaso se consiguió mediante una pantalla asfáltica de 1,1 km² (Alcazar, 1988). La superficie del embalse ocupa 115 ha al máximo de su capacidad.



Figura 26. Mediciones tomadas mediante imagen por satélite



Figura 27. Imagen cercana del embalse artificial de La Muela

En el momento de su construcción entre 1983 y 1989, se tuvo en cuenta la posibilidad de ampliación de la central de bombeo primigenia, La Muela I, que cuenta con tres grupos reversibles de 621 MW en potencia de turbinación y 560 MW en bombeo. Tal y como fue previsto, en el 2006 se inauguraron las obras de ampliación, La Muela II, con una trifurcación adicional que cuenta con una potencia de turbinado de 636 MW y 555 MW de bombeo. En total la central en su conjunto cuenta con una potencia de 1.257 MW de turbinación y 1.115 MW en bombeo.

El régimen de operación habitual de la central es la de elevar agua al embalse superior durante los periodos de excedente energético, habitualmente por la noche, cuando la energía es más barata para luego turbinar durante los periodos de mayor demanda, siendo la diferencia en el precio eléctrico durante los periodos de bombeo y turbinado el beneficio obtenido por la central.

Este régimen de funcionamiento implica un cambio en el volumen del embalse por lo que el nivel de su superficie sufre variaciones periódicas que se han tenido en cuenta en la elaboración del diseño de la instalación.

3.2. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA INSTALACIÓN

La instalación a proyectar está compuesta por un sistema de generación fotovoltaico formado por paneles fotovoltaicos de alta eficiencia y gran potencia unitaria de 450 W, de reciente entrada en el mercado, instalados sobre una estructura flotante a base de HDPE inclinados 15º y orientados hacia el sur. Se espaciarán a lo largo de la plataforma para permitir el paso de los operarios de mantenimiento. Se ha escogido esta inclinación, por debajo de la óptima en la latitud del emplazamiento, para evitar excesivos esfuerzos provocados por el viento.

Se empleará una estructura formada por cubos individuales usando el modelo del fabricante español "Seablock", donde irán anclados los triángulos en perfilería metálica anticorrosiva para otorgar la inclinación apropiada.



Figura 28. Ejemplo de instalación flotante empleando "Seablock"

Para el sistema de amarre, teniendo en cuenta la altura máxima y mínima alcanzable por la superficie del agua, será usado un anclaje mixto formado por cabos anclados en los banales del embalse al norte de la instalación y en los extremos este, oeste y sur se emplearán cabos anclados a losas espaciadas de forma uniforme por el fondo del embalse. El sistema en su conjunto permitirá la absorción de las variaciones del nivel del agua sin permitir cambios sustanciales en la orientación de los módulos y manteniendo la plataforma dentro de un espacio limitado a salvo de colisiones.

Mediante el cableado adecuado, encapsulado en tubos de PE y mantenido en la superficie mediante boyas se realizará la conexión con una edificación en tierra donde se alojarán los inversores. Desde esta posición las líneas de alta tensión a 0,8 kV serán agrupadas mediante cajas de agrupación de CA y conectadas a las bornas de la estación de transformación (CE) ya presente en la central de La Muela II aprovechando así el punto de conexión con el que ya se cuenta.

3.2.1. PANEL FOTOVOLTAICO

La instalación fotovoltaica en su conjunto está formada por **2.223** paneles fotovoltaicos de silicio monocristalino de 450 W de potencia.

El modelo elegido es el **JKM450N-7RL3** del fabricante Jinko Solar con tecnología de célula partida y 156 células fotovoltaicas por panel alcanzando un rendimiento del 20,04%. Se ha escogido el modelo de este fabricante por ser líder mundial en producción tanto de células como de paneles fotovoltaicos de silicio, presente en multitud de instalaciones dedicadas a la generación eléctrica demostrando una gran fiabilidad y rendimiento en la producción energética.

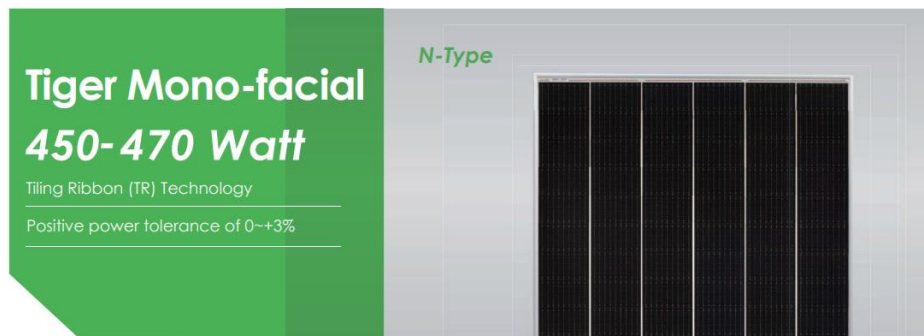


Figura 29. Modelo de panel seleccionado

Este modelo en concreto cuenta con un marco de aleación de aluminio anodizado reduciendo los efectos de la corrosión al mínimo además de una caja de conexiones con protección IP67 lo cual impide la entrada de polvo y de la misma forma la entrada de agua bajo condiciones de inmersión. En la siguiente tabla se muestran las características técnicas más relevantes del panel seleccionado:

ESPECIFICACIONES (STC)	JKM450N-7RL3
Potencia Máxima (Pmax)	450 W
Tensión a Potencia Máxima (Vmp)	42,90 V
Corriente a Potencia Máxima (Imp)	10,49 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	51,5 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	11,32 A
Eficiencia del módulo (%)	20,04%
Temperatura de operación (°C)	-40 °C ~ + 85°C
Máxima Tensión del Sistema	1.000/1.500 VDC (IEC)
Tolerancia a Potencia Nominal	0 ~ +3%
Coefficiente de Temperatura a Pmax	-0,34 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Voc	-0,28 %/°C
Coefficiente de Temperatura de Isc	0,048 %/°C
Temperatura nominal de operación	45±2 °C
Longitud	2.182 mm
Anchura	1.029 mm
Espesor	40 mm
Peso	26,1 kg

Tabla 1. Ficha técnica modulo fotovoltaico Jinko

En total la planta flotante de producción fotovoltaica contará con **96 strings** de 23 y 24 paneles conectados en paralelo y en serie, formando un total de **2.223 módulos** lo que originará una potencia de **1.000,35 kWp**.

3.2.2. INVERSOR FOTOVOLTAICO

Para convertir la corriente continua, generada por el campo fotovoltaico, en corriente alterna se seleccionan **8 inversores** de la marca HUAWEI y modelo **SUN2000-105KTL-H1** de 116kVA de potencia aparente. Se selecciona esta marca y modelo dado la amplia experiencia y fiabilidad de los inversores HUAWEI y en concreto este modelo por ajustarse de forma óptima a la cantidad y característica de los paneles fotovoltaicos escogidos. Además, este modelo cuenta en su diseño interno con protecciones frente a sobretensiones tanto en CC como AC.



Figura 30. Modelo de inversor seleccionado SUN2000-105KTL-H1

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

El inversor seleccionado es de tipo “string” por lo que se empleará una caja de agrupación y protección a la salida de los mimos para realizar la entrega de potencia en el centro de transformación elevador situado a los pies del embalse superior.

El modelo seleccionado cuenta con 6 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) con dos entradas disponibles por seguidor, lo que otorga una capacidad de conexionado de hasta 12 strings por inversor. 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.

Para el seguimiento y control de la producción, los inversores HUAWEI cuentan con una monitorización a nivel de string de cada una de las unidades que puede ser integrada en una plataforma web del mismo fabricante desde la cuál obtener datos de producción y rendimiento de la instalación.

La potencia nominal de cada inversor es de 105 kW a 40°C con lo cual

la potencia total entregada en el CTE será de 840 kW. En la siguiente tabla se muestran las características técnicas más relevantes del inversor seleccionado:

ESPECIFICACIONES	SUN2000-105KTL-H1
EFICIENCIA	
Eficiencia Máxima	99,00%
ENTRADA	
Máxima Tensión de Entrada	1.500 V
Máxima Intensidad por MPPT	25 A
Máxima Intensidad de Cortocircuito por MPPT	33 A
Tensión de Entrada Inicial	650 V
Rango de Tensión de Operación de MPPT	600 V ~ 1.500 V
Tensión Nominal de Entrada	1.080 V
Número de Entradas	12
Número de MPPTs	6
SALIDA	
Potencia nominal activa de CA	105.000 W @40°C
Máxima Potencia Aparente de CA	116.000 VA @25°C
Máxima Potencia Activa de CA (cos = 1)	116.000 W @25°C
Tensión Nominal de Salida	800 V
Intensidad Nominal de Salida	75,8 A
GENERAL	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1.075 x 605 x 310 mm
Peso	79 kg

Tabla 2. Características técnicas inversor Huawei.

3.2.3. CAJA DE AGRUPACIÓN AC

Las cajas de agrupación en el lado de corriente alternan (AC) tienen como objetivo principal la protección de las líneas de salida de cada uno de los inversores y su agrupación en menores líneas de corriente alterna para su tendido y conexión con el CE. Se instalarán en este caso **4 cajas de agrupación**. Este hecho se justifica en el cálculo de las secciones del cableado en AC por el criterio de caída de tensión el cuál se ve afectado por la distancia existente entre las cajas de agrupación y el parque de transformación. Además, el hecho de contar con varias cajas de agrupación permite segmentar la instalación fotovoltaica para realizar operaciones de mantenimiento de forma independiente.

Las protecciones con las que deben contar dichas cajas de agrupación deben incluir mecanismo de corte frente a cortocircuitos, protección frente a sobretensiones e interruptor de línea para la maniobra. Los requisitos técnicos que han de cumplirse en las protecciones dada la planta fotovoltaica planteada son los siguientes:

- Fusible tripolar de 80 A por cada línea de inversor.
- Descargador de sobretensiones de 800 V.
- Interruptor automático de 250 A y 800 V.

3.2.4. ESTRUCTURA Y MONTAJE DE LOS MÓDULOS

Como se ha mencionado anteriormente las unidades flotantes de HDPE pertenecen a la marca "Seablock" de origen español. Se instalarán cubos dobles interconectados de 1m de largo por 50 cm de ancho. La estructura tendrá forma enrejada, dejándose los espacios libres para la instalación de grupos de 9 paneles. La configuración de esta estructura se ha escogido de forma que las labores de operación y mantenimiento de todos los paneles sean fácilmente accesibles por el personal indicado.

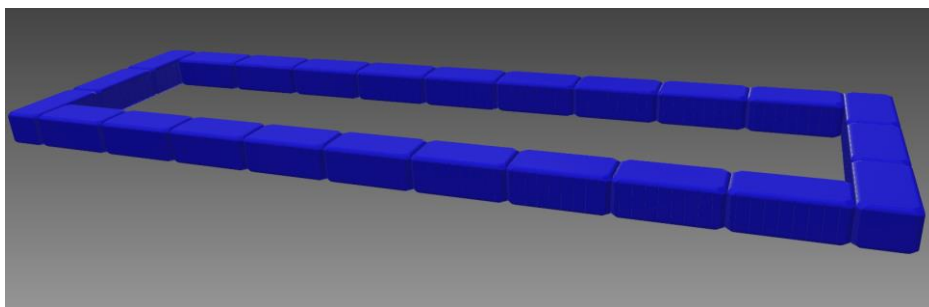


Figura 31. Modelo 3D de estructura flotante con espacio para 9 paneles (Autodesk Inventor)

En total se ensamblarán 247 de estas plataformas con 13 filas y 19 columnas. En su conjunto la plataforma tendrá unas dimensiones de 190 m de largo por 39m de ancho ocupando una superficie total de 7.410 m² lo que representa el 0,64 % de la superficie total del embalse al máximo de su capacidad. Sobre cada uno de los espacios se instalará perfiles en aleación de aluminio anodizada para resistir los efectos de la radiación para la instalación de los paneles a 15º de inclinación.

La plataforma se situará con su línea de mayor longitud orientada hacia el sur y cerca de las orillas del embalse cercano a la unión del dique con el fondo. Esta disposición permite la mínima distancia entre los strings, sobre la plataforma, y los inversores, en tierra.

El amarre se realizará de forma híbrida: se emplearán cabos de entre 50 y 60 metros de longitud amarrados al extremo norte de la plataforma y anclados desde el bancal del embalse proveyendo de la sujeción adecuada, además de contar con los metros suficientes para absorber las variaciones en el nivel del agua. La unión de los cabos se realizará cada dos espaciados de 9 paneles. En el resto de orientaciones de la estructura se emplearán cabos amarrados a losas de hormigón colocadas en el fondo del embalse también cada dos series de 9 paneles también con el metraje adecuado para permitir variaciones en la altura sobre el fondo, pero sin una excesiva deriva de la plataforma.

La dimensión de los flotadores escogidos y su estructura de ensamblado permiten contar con una distancia entre paneles de 90 cm entre el final de una de las filas y el inicio de la siguiente, superior a la distancia mínima entre paneles para minimizar las pérdidas por sombreado calculada en el apartado correspondiente.

El resultado final tras el ensamblado de la estructura y la instalación de los paneles se muestra en la siguiente imagen:

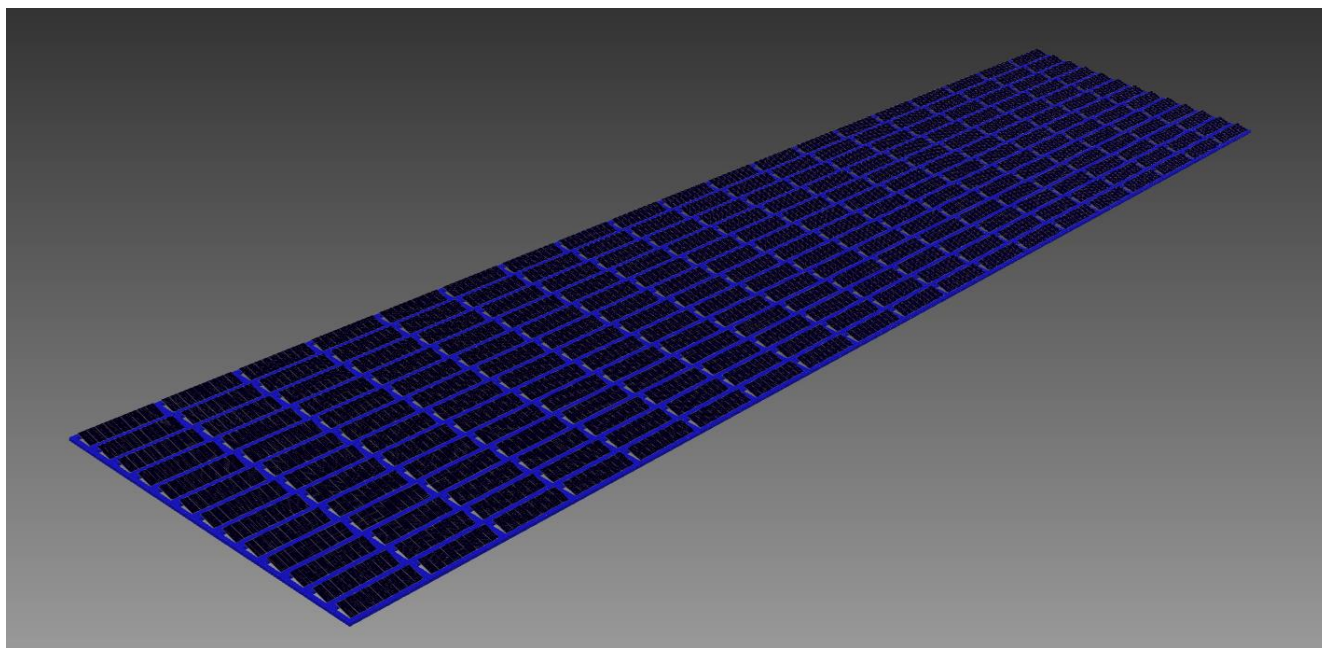


Figura 32. Diseño 3D del estado final de la instalación

3.2.5. CABLEADO CC

La selección del cableado en el lado de baja de tensión se ha decidido respetando tanto el criterio térmico como criterio por caída de tensión calculado para el string más desfavorecido. En este caso, se han tenido en cuenta aquellos condicionantes que por la morfología de la instalación varíen el resultado de los cálculos de una forma u otra. El cableado seleccionado cumple con lo prescrito en la norma UNE 21123 que hace referencia al diseño de cableado empleado en instalaciones de baja tensión.

Cableado entre paneles

Para la conexión entre los 23 o 24 paneles del mismo string se empleará cableado de cobre unipolar de 4 mm² aislado mediante polietileno reticulado XPLE y recubierto de policloruro de Vinilo PVC para una mayor protección. El cableado se conectará entre paneles usando las tomas presentes en las cajas de conexión de cada uno de los paneles empleando conectores MC4 y MC3 según corresponda. En total se emplearán 11.520 m de cableado para la conexión entre módulos.

Cableado entre string e inversor

Para el cableado de unión entre el final de cada string con su correspondiente inversor se empleará cableado de cobre de 6 mm² cumpliendo los mismos criterios que se han comentado anteriormente. Este cableado irá además encapsulado en tubos de polietileno para asegurar su estanqueidad y a lo largo de su tramo sobre el agua irá fijado a boyas de flotación debidamente espaciadas. Las longitudes consideradas entre la salida de los strings desde la plataforma flotante y los inversores se encuentran comprendidas entre 50 y 65 m.

3.2.6. CABLEADO CA

Cableado entre inversores y cajas de agrupación

El tendido usado entre los inversores y las diferentes cajas de agrupación estará compuesto por aluminio con una sección de 25 mm² y recubierto por XLPE. La longitud del tendido desde los inversores a las cajas de agrupación es de aproximadamente 15 m.

Cableado entre cajas de agrupación y CET

Esta última línea es la responsable de enlazar la planta fotovoltaica con el parque de transformación que se encuentra en las faldas de La Muela. Es la línea más crítica dada la longitud que ha de recorrer, 475 m desde las cajas de agrupación. La línea discurrirá en paralelo con la tubería forzada del salto hidráulico La Muela. Se tenderá cable de aluminio tripolar de 400 mm² para no incurrir en pérdidas.

3.2.7. CANALIZACIONES

Canalizaciones instalación flotante

La canalización de las líneas entre paneles 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.

Canalizaciones de enlace strings - inversores

Una vez los cables encapsulados mediante polietileno lleguen a tierra, serán dirigidos de forma subterránea a las casetas que alojan a los inversores con entrada desde abajo. En este caso, el cable cuenta con la protección y características necesarias para ser enterrado directamente sin la necesidad de ir tendido bajo tubo.

Canalizaciones entre inversores – cajas de agrupación

Al igual que en el caso anterior las salidas de los inversores irán tendidas de forma subterránea hasta las cajas de agrupación.

Canalizaciones entre cajas de agrupación y CE

Las líneas a 800V desde las cajas de agrupación discurrirán al aire libre junto a la tubería forzada hasta llegar al parque transformador donde previo a su llegada serán enterrados para unificarse a la canalización de enlace con los transformadores correspondientes.

3.2.8. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Las protecciones eléctricas empleadas garantizarán en todo momento la seguridad tanto de las personas como de los equipos presentes en la instalación cumpliendo lo previsto en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, REBT. En este caso las protecciones presentes en la instalación generadora son las incluidas en los equipos inversores HUAWEI que protegen tanto la parte de corriente continua como la de alterna en cumplimiento de la norma UNE EN 62109 - 1/-2.

Por otra parte, el tramo de líneas hasta el CET está protegida por la aparamenta presente en las cajas de agrupación cumpliendo el REBT y la norma de seguridad IEC 61439 1&2.

A continuación, se muestran las protecciones disponibles en dichos equipos:

INVERSOR	
PROTECCIONES	
Dispositivo de desconexión CC	✓
Protección contra funcionamiento en isla	✓
Protección contra sobreintensidades AC	✓
Protección contra polaridad inversa de CC	✓
Protector contra sobretensiones CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones AC	Tipo II
Detección de fallo de aislamiento AC	✓
Detección de fallo de aislamiento CC	✓

Tabla 3. Protecciones presentes en los inversores seleccionados

CAJA DE AGRUPACIÓN	
PROTECCIONES	CARACTERÍSTICAS NOMINALES
Interruptores de mando y protección de líneas	250 A y 800 V
Protección frente a sobretensiones	Tipo II y 800 V
Fusibles tripolares de líneas	80 A y 800 V

Tabla 4. Características técnicas cajas de agrupación

3.2.9. RED EQUIPOTENCIAL Y TIERRAS

Según el REBT, la instalación propuesta 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.

Red equipotencial y protección frente a descargas temporales

Todas las partes metálicas de la instalación estarán conectadas entre sí y a al sistema de tierras de forma simultánea para proteger en caso de descarga eléctrica atmosférica. Además, para proteger la instalación se colocarán dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) de tipo I, de acuerdo con la norma IEC 61643-1 en zonas estratégicas de la instalación flotante.

Tierras

El sistema de tierras contará con una malla metálica enterrada a 1 m de profundidad con una longitud de cableado de 1.500m ocupando una superficie total de 3.000 m².

3.2.10. OBRA CIVIL

La obra civil de la instalación constará de tres elementos principales, la instalación de las casetas que contendrán los 8 inversores, una caseta al inicio de la tubería forzada donde se situarán las cajas de conexiones de corriente alterna para el tendido de las líneas que alimentarán el CET y el sistema de zanjas necesario para enterrar las líneas correspondientes.

Las casetas estarán compuestas de hormigón con rejillas de ventilación y con el calado correspondiente para la entrada y salida de los conductores enterrados.

Las zanjas, dadas las características de la zona de instalación, libres de LSMT y otros sistemas enterrados, 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.

3.2.11. RESUMEN DE DISEÑO

Parque generador fotovoltaico

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	
Módulos	2223
Potencia unitaria	450 Wp
Potencia total	1.000,35 kWp
Strings	96
Módulos por string	23-24
Vmp por string	986,7 V – 1.029,6 V
Voc por string	1.184,5 V – 1.236 V
Imp por string	10,49 A
Isc por string	11,32 A

Tabla 5. Resumen instalación fotovoltaica

Campo de inversores

CAMPO DE INVERSORES	
Inversores	8
Entradas por inversor	12
Potencia nominal por inversor	105 kW
Potencia nominal AC	840 kW

Tabla 6. Resumen inversores

4. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

4.1. MODELO Y CANTIDAD DE INVERSORES

La selección del modelo **Huawei SUN2000-105KTL-H1** se ha llevado a cabo en primer lugar por los siguientes requerimientos técnicos de la instalación:

- La relación de potencia CC/AC recomendada no debe exceder el valor de 1,2.
- La salida de AC debe hacerse a una tensión elevada para el transporte hasta el CET.
- La longitud total de la instalación no permite la viabilidad de la instalación de un único inversor central.

Por estas condiciones anteriores se ha escogido el modelo descrito, que permite una tensión trifásica de salida de 0,8 kV y la entrada de hasta 12 strings por inversor. Teniendo en cuenta la relación CC/AC se decide instalar 8 inversores obteniéndose un ratio de 1,19.

REQUERIMIENTOS TÉCNICOS	HUAWEI SUN2000-105KTL-H1
Vac ALTA	0,8 kV
Nº Elevado de Entradas	12
Ratio de potencia CC/AC < 1,2	1,19

Tabla 7. Requisitos de inversor

4.2. COMPATIBILIDAD MÓDULOS-INVERSORES

En el siguiente apartado se realizan los cálculos pertinentes para comprobar que las características de los módulos elegidos, así como su conexionado son compatibles con las características de operación de los inversores. Estas comprobaciones se regirán por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a Red publicadas por el IDEA en julio de 2011 en referencia a las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas.

Para este apartado no se han tenido en cuenta la reducción en la temperatura de operación de los paneles por encontrarse cercanos a una masa de agua fría, garantizando así su correcto funcionamiento en condiciones más desfavorables que la del embalse.

4.2.1. COMPATIBILIDAD DE TENSIONES

El objetivo del cálculo es comprobar que las tensiones máximas y mínimas que se puede dar en un string de módulos fotovoltaicos se encuentra dentro de la tensión de operación del inversor seleccionado.

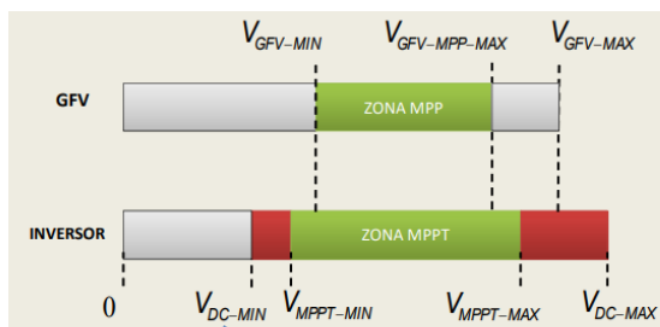


Figura 33. Esquema de compatibilidad de tensiones entre inversor y módulos

Mínima tensión de trabajo

Dicha comprobación se realizará empleando la siguiente ecuación, que tiene en cuenta la máxima temperatura que se puede dar en los paneles:

$$V_{min} = n^{\circ} \text{ mod serie} \cdot V_{mpp} + \left(\frac{K_{V_{oc}}}{100} \cdot V_{mpp} \cdot n^{\circ} \text{ mod serie} \cdot (T_{MAX} - 25) \right)$$

Ec. 1

Teniendo en cuenta los datos del panel seleccionado:

ESPECIFICACIONES	JKM450N-7RL3
Coeficiente de Temperatura de Voc	-0,28 %/°C
Tensión a Potencia Máxima (Vmp)	42,90 V
Nº Máximo de Paneles en Serie	24

Tabla 8. Especificaciones referentes a Vmp

Y sustituyendo estos valores en la ecuación 1:

$$V_{min} = 24 \cdot 42,9 + \left(\frac{-0,28}{100} \cdot 42,9 \cdot 24 \cdot (70 - 25) \right) = 899,87 \text{ V}$$

Ec. 2

Con lo cual se comprueba la premisa:

$$1.080,26 \text{ V} > 600 \text{ V}$$

Máxima tensión de trabajo

Empleando la ecuación 2 pero esta vez con la temperatura mínima que se puede dar en el emplazamiento escogido y la máxima tensión posible por string:

ESPECIFICACIONES	JKM450N-7RL3
Coeficiente de Temperatura de Voc	-0,28 %/°C
Tensión de circuito abierto (Voc)	51,5 V
Nº Máximo de Paneles en Serie	24

Tabla 9. Especificaciones referentes a Voc

$$V_{max} = 24 \cdot 51,5 + \left(\frac{-0,28}{100} \cdot 51,5 \cdot 24 \cdot (-5 - 25) \right) = 1.339,82 \text{ V}$$

Ec 3.

Por lo que nuevamente se cumple la desigualdad:

$$1.339,82 \text{ V} < 1.500 \text{ V}$$

4.2.2. COMPATIBILIDAD DE INTENSIDADES

El objetivo del cálculo es comprobar que la corriente máxima que se puede dar en un string de módulos fotovoltaicos se encuentra por debajo de la corriente máxima de operación del inversor seleccionado. Para dicho cálculo se empleará la siguiente expresión:

$$I_{max} = n^{\circ} \text{ mod paral} \cdot I_{sc} + \left(\frac{K_{Isc}}{100} \cdot I_{sc} \cdot n^{\circ} \text{ mod paral} \cdot (T_{MAX} - 25) \right)$$

Ec.4

A continuación, se presentan los parámetros implicados:

ESPECIFICACIONES	JKM450N-7RL3
Coeficiente de Temperatura de I_{sc}	0,048 %/°C
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	11,32 A
Nº Máximo de Strings en Paralelo por MPPT	2

Tabla 10. Especificaciones referentes a I_{sc}

Sustituyendo en la expresión 4:

$$I_{max} = 2 \cdot 11,32 + \left(\frac{0,048}{100} \cdot 11,32 \cdot 2 \cdot (70 - 25) \right) = 23,13 \text{ A}$$

Ec. 5

Cumpliendo con la corriente máxima admisible por MPPT:

$$23,13 \text{ A} < 25 \text{ A}$$

Con lo cual se concluye la compatibilidad entre el modelo de inversor escogido y las características y conexionado de los módulos fotovoltaicos

4.3. DISTANCIA ENTRE PANELES

En este apartado se va a proceder al cálculo de la distancia mínima de instalación entre los paneles solares para garantizar un mínimo de 4 horas solares durante el periodo invernal (PCT, IDEA). Además, dada la configuración de la estructura flotante se cuenta con una separación fija entre series de paneles de 90 cm por lo que se ha de calcular la distancia mínima mencionada para comprobar que no entra en conflicto con esta forma de instalación.

Las expresiones a utilizar corresponden a cálculos trigonométricos que implican la inclinación de los paneles y la latitud del emplazamiento:

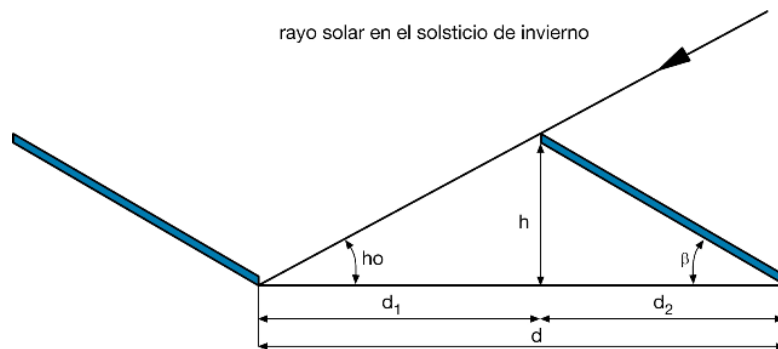


Figura 34. Esquema de cálculo distancia mínima entre paneles

$$d_1 \geq \frac{h}{\operatorname{tg}(61 - h_o)} = \frac{L \cdot \operatorname{sen} \beta}{\operatorname{tg}(61 - h_o)}$$

Ec. 6

Siendo:

- d_1 : La distancia horizontal entre el final de un panel y el inicio del siguiente.
- h : La altura vertical que alcanza el panel inclinado.
- h_o : El ángulo de incidencia solar en el día más desfavorable, se toma 27, 35°.
- β : Angulo de inclinación de los paneles, en este caso 15°.
- L : Longitud del panel, en este caso 2.182 mm

Sustituyendo en la segunda parte de la expresión anterior:

$$d_1 \geq \frac{L \cdot \operatorname{sen} \beta}{\operatorname{tg}(61 - h_o)} = \frac{2,182 \cdot \operatorname{sen}(15)}{\operatorname{tg}(33,65)} = \mathbf{0,848 \text{ m}}$$

Ec. 7

Con lo cual la disposición de montaje no causa sombras ni en el día más desfavorable del año.

4.4. SELECCIÓN DE CABLEADO

En este apartado se calcularán las secciones de cableado tanto de las líneas de corriente continua como de alterna diferenciando los tramos expuestos en el diseño de la instalación. Se aplicarán tanto el criterio térmico como el criterio de caída máxima de tensión admisible, escogiéndose la sección comercial de cableado del resultado más desfavorable de entre ambos criterios.

La aplicación del criterio térmico se realizará cumpliendo con lo establecido en la norma UNE HD 60364-7-712, que establece que el cableado seleccionado ha de soportar el paso de corriente un 25% superior a la corriente máxima que pueda darse en el conductor.

Para el criterio por caída de tensión máxima admisible se tomará un valor máximo del 1% en las conducciones CC y un 1,5% en las de AC tal y como establece el REBT.

4.4.1. LADO DE CORRIENTE CONTINUA

Interconexión entre paneles

La conexión entre paneles de un mismo string se realizará mediante cableado de cobre y 4mm² de sección, tal y como recomienda el fabricante de los módulos, del fabricante TOPCABLE de su gama para instalaciones fotovoltaicas TOPSOLAR. Para el conexionado del cableado con los paneles se emplearán conectores MC4 con bloqueo de protección y una corriente nominal de 30 A.

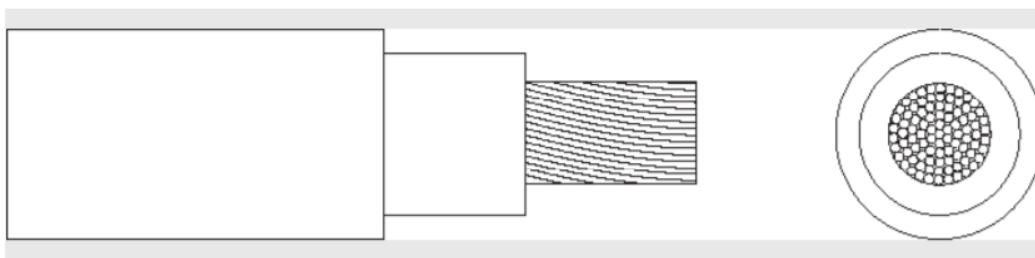


Figura 35. Cable TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K



Figura 36. Conectores MC4

Tramo string-inversor

Criterio térmico

El fabricante seleccionado, cumple con la normativa IEC 60634-5-52 y con la ITC-BT-07, que recoge las intensidades máximas admisibles según la sección de cableado y canalización:

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Tabla 11. Intensidades máximas por sección de cableado y tendido (TOPSOLAR)

Según el criterio térmico, para el cálculo del cableado de este tramo se tendrá en cuenta una corriente máxima por string I_z :

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{string_max}$$

Ec. 8

Dado que 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, por lo que:

$$I_z \geq 1,25 \cdot 11,32 = 14,15 A$$

Ec. 9

Según el reglamento, además han de considerarse una serie de factores de corrección en la corriente de diseño anterior provocadas por las condiciones del entorno del cableado que pueden afectar a su capacidad de conducción:

$$I_z = F_1 \cdot F_2 \cdot F_3 \cdot F_4 \cdot F_5 \cdot I_o$$

Ec. 10

Siendo cada factor descrito como sigue:

- I_z : Corriente máxima admisible por el conductor en servicio permanente teniendo en cuenta las características y entorno de la instalación.
- F_1 : Factor que tiene en cuenta el efecto de la radiación incidente sobre el conductor. Se tomará un valor de 0,95.
- F_2 : Factor que tiene en cuenta el efecto de la temperatura del terreno circundante en relación a 25°C. En este caso se tomará un valor del terreno de 25°C en representación de la temperatura media de la superficie del embalse durante el año, lo cual, según la siguiente tabla implica un factor de 1.

Temperatura de servicio Θ_s (°C)	Temperatura del terreno, Θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

Tabla 12. Factores de temperatura del terreno respecto a 25°C

- F_3 : Factor que tiene en cuenta la resistividad térmica del terreno.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 13. Factores de resistividad del terreno

Para el tramo en consideración que discurre de forma flotante sobre el agua se tendrá en cuenta una resistividad de 1,4 K m/W, ligeramente inferior a la resistividad del agua por no encontrarse el conductor totalmente sumergido.

- F_4 : Factor que tiene en consideración las alteraciones que pueden producirse por agrupación de diferentes conductores en una misma canalización. En este caso se aplica un factor de 0,8 de acuerdo con la tabla 14.

Factor de corrección								
Separación entre los cables o ternas	Número de cables o ternas de la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50	0,47
d= 0,07 m	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,50
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
d= 0,20 m	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68	0,64	0,62	0,60
d= 0,25 m	0,89	0,80	0,76	0,72	0,70	0,66	0,64	0,62

Tabla 14. Factores de corrección por tipología de agrupación de cableado

- F_5 : Factor que tiene en cuenta el efecto de la profundidad de la canalización. En este caso se tomará un valor de 1,05 suponiendo una profundidad media entre el tramo sobre el agua y el tramo subterráneo hasta el inversor de 0,2 m de profundidad, teniendo en cuenta la tabla siguiente.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,80	0,90	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 15. Factor de corrección por profundidad de canalización

Se considera en una primera aproximación una sección de 4 mm², que consultando la tabla 11 proporcionada por el fabricante y considerando instalación sobre superficie se obtiene una corriente máxima admisible de 52 A.

Aplicando la ecuación 8:

$$I_z = 0,95 \cdot 1 \cdot 1,4 \cdot 0,8 \cdot 1,05 \cdot 52 = 58,14 \text{ A}$$

Ec. 11

Cumpléndose el criterio para cableado de 4 mm²:

$$\mathbf{58,14 \text{ A} > 14,15 \text{ A}}$$

Criterio por caída de tensión

Para el lado de CC se tendrá en cuenta una caída máxima de tensión en ese tramo de un 1%. En este caso se realizará el cálculo con el string a una distancia más desfavorable de su inversor más cercano para comprobar que cumpla el criterio y por extensión, el resto de líneas también cumplirán.

Para corriente continua la expresión para el cálculo de la sección de cable en función de la caída de tensión máxima, su longitud, tensión y corriente es la siguiente:

$$S_g = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{string}}$$

Ec. 12

Tomándose cada valor como sigue:

- **L_{string}** : Distancia entre el final de cada string y su inversor correspondiente. En este caso, teniendo en cuenta la disposición de los inversores con respecto a la plataforma se toma con tramo más desfavorable el primer string conectado al inversor número 4 ya que el arco que forma el bancal del embalse es simétrico respecto al centro de la plataforma.

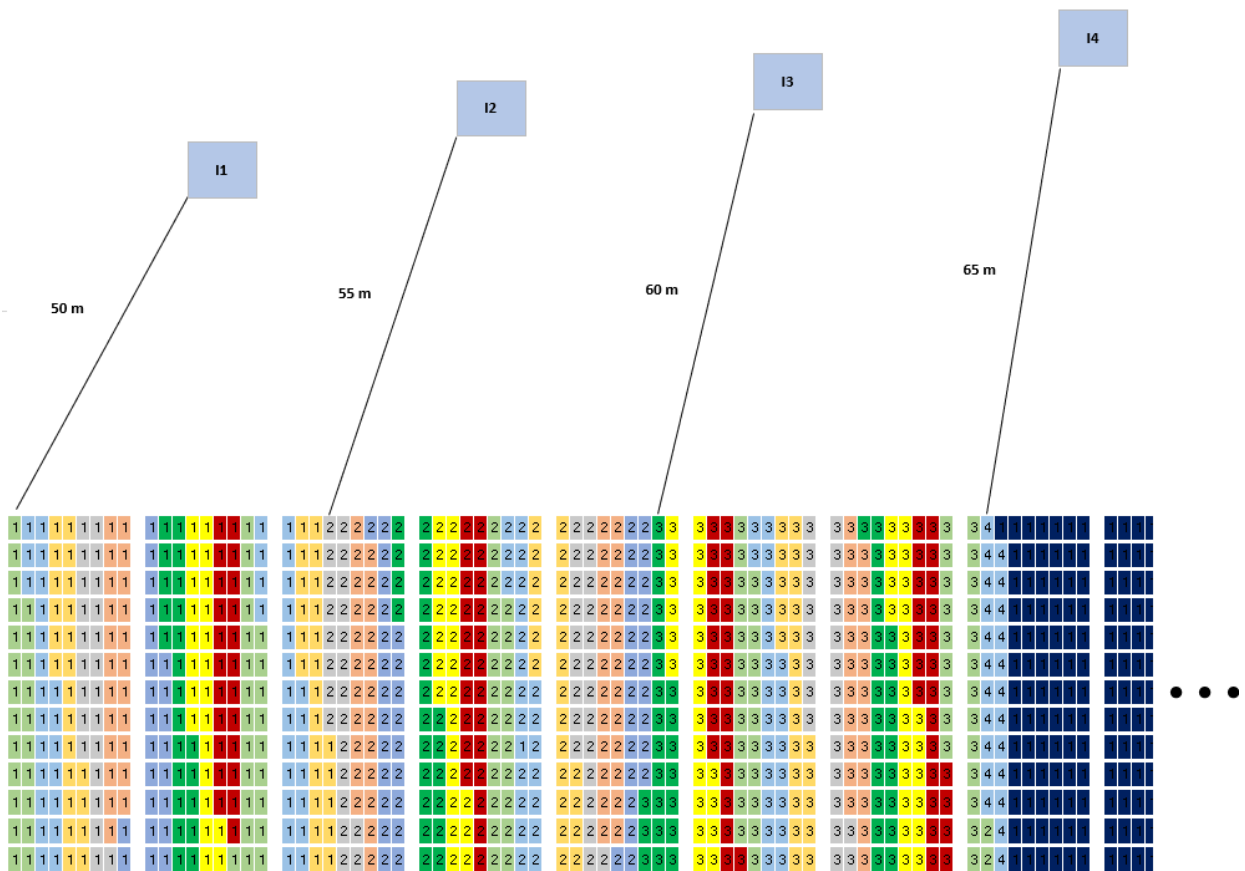


Figura 37. Esquema de la instalación propuesta

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

Según el esquema anterior se tomará una distancia de 42m en el cableado entre módulos y una distancia máxima de 65 m hasta el inversor más alejado.

- I_{string} : Corriente recorrida por las líneas de cada string. En este caso corresponde a la corriente I_{mp} de 10,49 A.
- ϵ : Caída de tensión porcentual máxima admitida. En este caso un 1% en la longitud total del lado de corriente continua.
- $\sigma(T_{max})$: Conductividad del conductor que forma el cableado en condiciones de máxima temperatura, en este caso XLPE por lo que $\sigma(90^{\circ}C)$ para el cobre toma el valor de $44 \Omega^{-1} m / mm^2$.
- V_{string} : Tensión producida por el string en condiciones nominales. En este caso V_{mp} a 42,90 V.

Resolviendo la ecuación 10 para el caso más desfavorable y más favorable:

LÍNEAS MÁS DESFAVORABLE							
Nomenclatura	L (m)	Paneles	I_{mp} (A)	V_{mp} (A)	$\sigma(T_{max})$	S_g (mm ²)	ϵ (%)
4.1	42	24	10,49	1.029,6	44	4	0,49
S.4.1	65	24	10,49	1.029,6	44	6	0,51

LÍNEAS MÁS FAVORABLE							
Nomenclatura	L (m)	Paneles	I_{mp} (A)	V_{mp} (A)	$\sigma(T_{max})$	S_g (mm ²)	ϵ (%)
1.1	39	23	10,49	986,7	44	4	0,47
S.1.1	50	23	10,49	986,7	44	6	0,53

Tabla 16. Cálculos de cableado por criterio de caída de tensión

Se justifica pues que se ha de emplear cableado de 4 mm² en el conexionado entre paneles y conductores de 6 mm² para conectarlos con los inversores.

CONDUCTORES	
Enseriado	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K 4 mm ²
String-Inversor	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K 6 mm ²

Tabla 17. Selección de conductores en CC

4.4.2. LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Tramo inversores-cajas de agrupación

Criterio térmico

Por el mismo procedimiento realizado anteriormente se procede a realizar el cálculo de la sección de conductor que admita hasta un 125% más de la corriente máxima que se puede dar en este tramo. En este caso dicha corriente es la corriente máxima proporcionada por el Inversor, 75,8 A.

Empleando la ecuación 6 nuevamente:

$$I_z \geq 1,25 \cdot 75,8 A = 94,75 A$$

Ec. 13



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
16	97	94	86	90	86	76
25	125	120	110	115	110	98
35	150	145	130	140	135	120
50	180	175	155	165	160	140
70	220	215	190	205	220	170
95	260	255	225	240	235	210
120	295	290	260	275	270	235
150	330	325	290	310	305	265
185	375	365	325	350	345	300
240	430	420	380	405	395	350
300	485	475	430	460	445	395
400	550	540	480	520	500	445
500	615	605	525	-	-	-
630	690	680	600	-	-	-

Figura 38. Intensidad máxima admisible para cableado con conductores de aluminio

Empleando de nuevo la ecuación 8 y aplicando los factores correspondientes según las tablas 12-15:

$$I_z \geq 0,95 \cdot 1 \cdot 1,03 \cdot 0,8 \cdot 1,02 \cdot 115 = 91,82$$

Ec. 14

Cumplíendose el criterio para cableado de 25 mm²:

$$94,75 \text{ A} > 91,82 \text{ A}$$

Criterio por caída de tensión

Para el tramo considerado se admitirá una caída de tensión máxima del 0,3% en previsión de la necesidad de contar con un margen suficiente para el siguiente tramo de longitud mucho mayor.

Al tratarse de líneas en corriente alterna la expresión para el cálculo de la sección en función de la caída porcentual máxima de tensión se expresa de la siguiente manera:

$$S_g = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{\max}) \cdot V_n}$$

Ec. 15

- **L**: Longitud de la línea. En este caso 15 m.
- **I**: Corriente suministrada por cada inversor. Según ficha técnica 75,8 A.
- **cosφ**: Factor de potencia del inversor. Toma el valor de 0,9.
- **ε**: Caída de tensión porcentual máxima admitida. En este caso un 0,3% en la longitud del tramo bajo evaluación.
- **σ(T_{max})**: Conductividad del conductor que forma el cableado en condiciones de máxima temperatura, en este caso XLPE por lo que σ(90°C) para el aluminio toma el valor de 30,3 Ω⁻¹ m /mm².
- **V_{string}**: Tensión de salida del inversor, en este caso 0,8 kV.

Teniendo en cuenta estos parámetros se procede al cálculo de la sección de diseño:

LÍNEA MÁS DESFAVORABLE						
Nomenclatura	L (m)	In (A)	Vn (V)	σ(T _{max})	Sg (mm ²)	ε (%)
I.8	15	24	10,49	30,3	25	0,29

Tabla 18. Cálculo de la sección de cableado tramo inversor-caja de agrupación

Se selecciona por tanto para este tramo cableado de 25 mm² del fabricante TOPCABLE:

CONDUCTOR	
Inversores-Cajas Agrupación	TOPCABLE RV-AL 3x1x25 mm ²

Tabla 19. Cableado seleccionado tramo inversores-cajas de agrupación

Tramo cajas de agrupación-CET

Criterio térmico

Por el mismo procedimiento realizado anteriormente se procede a realizar el cálculo de la sección de conductor que admita hasta un 125% más de la corriente máxima que se puede dar en este tramo. En este caso dicha corriente es la corriente máxima proporcionada por cada caja de agrupación, 2 x 75,8 A.

Empleando la ecuación 6 nuevamente:

$$I_z \geq 1,25 \cdot 151,6 \text{ A} = 189,5 \text{ A}$$

Ec. 16

Preseleccionando cables tetrapolares de aluminio de 240 mm² y aplicando los factores correspondientes se obtiene el siguiente resultado:

$$I_z \geq 0,95 \cdot 0,92 \cdot 1,03 \cdot 0,64 \cdot 1 \cdot 405 = 233,34$$

Ec. 17

Cumpléndose el criterio para cableado de 240 mm²:

$$\mathbf{233,34 \text{ A} > 189,5 \text{ A}}$$

Criterio por caída de tensión

Para el tramo considerado se admitirá una caída de tensión máxima del 1,2% del total de 1,5% admisible en el tramo de corriente alterna.

Empleando la ecuación 13 de nuevo:

$$S_g = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{\frac{\varepsilon}{100} \cdot \sigma(T_{\max}) \cdot Vn}$$

Ec. 18

- **L**: Longitud de la línea. En este caso 475 m.
- **I**: Corriente suministrada por cada caja. 151,6 A.
- **cosφ**: Factor de potencia. En este caso la misma que el inversor, 0,9.
- **ε**: Caída de tensión porcentual máxima admitida. Un 1,2% en la longitud del tramo bajo evaluación.

- $\sigma(T_{max})$: Conductividad del conductor que forma el cableado en condiciones de máxima temperatura, en este caso XLPE por lo que $\sigma(90^{\circ}C)$ para el aluminio toma el valor de $30,3 \Omega^{-1} m / mm^2$.
- V_{string} : Tensión de línea, en este caso la misma que la del inversor, 0,8 kV.

Teniendo en cuenta estos parámetros se procede al cálculo de la sección de diseño:

LÍNEA MÁS DESFAVORABLE						
Nomenclatura	L (m)	In (A)	Vn (V)	$\sigma(T_{max})$	Sg (mm ²)	ϵ (%)
I1-CET	475	151,56	800	30,3	400	1,2

Tabla 20. Cálculo de la sección de cableado tramo caja de agrupación-CET

Ante la discrepancia entre ambos criterios, se selecciona la opción más restrictiva. En este caso se emplearán conductores de aluminio de 400 mm² del fabricante TOPCABLE:

	CONDUCTOR
Cajas agrupación-CET	TOPCABLE RV-AL 3x1x400 mm ²

Tabla 21. Cableado seleccionado tramo cajas de agrupación-CET

4.4.3. RESUMEN CABLEADO

TRAMO	MODELO	SECCIÓN (mm ²)
Enseriado	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K	4
String-Inversor	TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K	6
Inversores-Cajas Agrupación	TOPCABLE RVFV-K	25
Cajas Agrupación - CET	TOPCABLE RV-AL-K	400

Tabla 22. Resumen selección de cableado

4.5. CÁLCULO DE TIERRAS

En este apartado se expondrá el cálculo de la resistencia de puesta a tierra para una protección efectiva de las masas frente a derivaciones. Se escoge en este caso un sistema de tierras compuesto por mallas metálicas enterradas a 1 m de profundidad ocupando una superficie de 3.000 m²

Para el cálculo de resistencia de puesta a tierra de un sistema de malla metálica la instrucción ITC-RAT-13 del reglamento de alta tensión establece la siguiente expresión:

$$Rg = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20} A} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Ec. 19

Donde los diferentes parámetros son:

- ρ : Resistividad del terreno, en este caso 300 Ω m.
- h : Profundidad a la que se instalan las mallas, en este caso 0,5 m.
- A : Área ocupada por la malla en su conjunto, en este caso 3.000 m².
- L : Longitud total del conductor enterrado, en este caso 1.500 m.

Sustituyendo en la expresión anterior:

$$Rg = 300 \left[\frac{1}{1.500} + \frac{1}{\sqrt{20} 3.000} \left(1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{20/3.000}} \right) \right]$$

Ec. 20

$$\mathbf{Rg = 2,6 \Omega}$$

Valor aceptable para una protección de las masas efectiva.

5. PRESUPUESTO EJECUCIÓN POR CONTRATA

5.1. CÁLCULO DE LA INVERSIÓN

Los costes asociados de la inversión corresponden íntegramente a la ejecución y puesta en marcha del proyecto de la instalación eléctrica flotante y su conexión con la estación hidroeléctrica de bombeo.

Los precios de cada uno de los elementos se han obtenido de las bases de datos con las que cuenta la empresa donde actualmente el autor desempeña su actividad profesional, realizando instalaciones fotovoltaicas convencionales. Dado el volumen de la instalación y la capacidad financiera del propietario, (IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U.) se ha tenido en cuenta un factor de reducción en el precio unitario de cada partida de material mediante correlaciones entre los presupuestos ya desarrollados por el autor, en su vida profesional para diferentes tamaños de instalaciones.

A continuación, se presentan los términos del presupuesto:

- Coste desglosado de la estructura flotante y de soporte del campo fotovoltaico. Esto incluye el montaje botadura y amarrado de la plataforma.
- Coste material de los paneles fotovoltaicos, así como el coste de montaje. Se añade en esta partida el cableado y tendido de todo el lado de corriente continua.
- Coste material y de puesta en marcha de los dispositivos inversores. Se añaden en este apartado el coste de las líneas de corriente alterna junto a las cajas de agrupación. EL coste asociado a la instalación de esta última sección de la partida se ha añadido en el término de Obra Civil.
- Coste de Obra Civil. Incluye zanjeados, instalación de las casetas, tendido de las líneas de corriente alterna, movimiento de tierras del sistema de toma de tierra y coste estimado en maquinaria necesaria. Dentro de esta partida se añade la sección del coste material del sistema de toma de tierras, así como el coste asociado a la ingeniería, que supone un 3% del coste total de la inversión, en concepto de estudio y desarrollo del proyecto, planificación, dirección de obra, legalización de la instalación y OCAs, así como cualquier actividad adicional que se requiera.
- Coste asociado a licencias de obra e Impuesto Sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Se ha tenido en consideración un gravamen del 2,5% y del 3% respectivamente conforme al coste del proyecto sin tener en cuenta contingencias.
- Coste asociado a contingencias del 5%, coherentes con la magnitud del proyecto.

A continuación, se presenta el **PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA:**

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA

Unidades	Conceptos/Partidas	Material			Mano de Obra	Tramitaciones	TOTAL
		Uds.	Coste Unitario	Coste Material			
1.0	ESTRUCTURA FLOTANTE	5.928	45,00 €	266.760,00 €	-	-	266.760,00 €
1.1	Ensamblado y Botadura	-	-	-	12.000,00 €	-	12.000,00 €
1.2	Cabos y Amarres	954	75,00 €	71.550,00 €	2.400,00 €	-	73.950,00 €
1.3	Perfilería Metálica 15º	247	227,14 €	56.102,59 €	-	-	56.102,59 €
TOTAL				394.412,59 €	14.400,00 €	0,00 €	408.812,59 €
2.0	PANELES FOTOVOLTAICOS	2.223	124,00 €	275.652,00 €	20.000,00 €	-	295.652,00 €
2.1	Cableado CC 4 mm2	11.520	1,13 €	13.017,60 €	3.000,00 €	-	16.017,60 €
2.2	Cableado CC 6 mm2	5.000	1,47 €	7.350,00 €	1.200,00 €	-	8.550,00 €
TOTAL				296.019,60 €	24.200,00 €	0,00 €	320.219,60 €
3.0	INVERSORES	8	8.500,00 €	68.000,00 €	800,00 €	-	68.800,00 €
3.1	Cableado CA 25 mm2	100	2,24 €	224,00 €	-	-	224,00 €
3.2	Cajas de agrupación	4	1.120,00 €	4.480,00 €	-	-	4.480,00 €
3.3	Cableado CA 400 mm2	1.900	54,00 €	102.600,00 €	-	-	102.600,00 €
TOTAL				175.304,00 €	800,00 €	0,00 €	176.104,00 €
4.0	OBRA CIVIL	-	-	-	-	-	38.000,00 €
4.1	Tierras	1.500	1,90 €	2.850,00 €	1.600,00 €	-	4.450,00 €
4.2	Ingeniería	-	-	-	35.000,00 €	-	35.000,00 €
TOTAL				2.850,00 €	36.600,00 €	0,00 €	77.450,00 €
5.0	LICENCIAS, ICIO	-	-	-	-	54.042,24 €	54.042,24 €
TOTAL				0,00 €	0,00 €	54.042,24 €	54.042,24 €
6.0	CONTINGENCIAS 5%	-	-	-	-	51.831,42 €	51.831,42 €
TOTAL				0,00 €	0,00 €	0,00 €	51.831,42 €
TOTAL				868.586,19 €	76.000,00 €	54.042,24 €	1.088.459,85 €

El presupuesto de ejecución por contrata es de UN MILLÓN OCHENTA Y OCHO MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y NUEVE EUROS Y OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

5.2. ANÁLISIS DE LA INVERSIÓN

Tras el presupuesto anterior, se estipula un coste específico por potencia instalada de 1,09€/Wp. Precio superior al coste específico en instalaciones de la misma potencia en tierra firme. Sin embargo, esto se ve compensado por la mejora en la producción tal y como se verá más adelante.

En cuanto a la distribución del coste, en el siguiente gráfico se puede observar cómo el 67% de la inversión recae sobre las partidas de estructuras paneles y lado de CC:

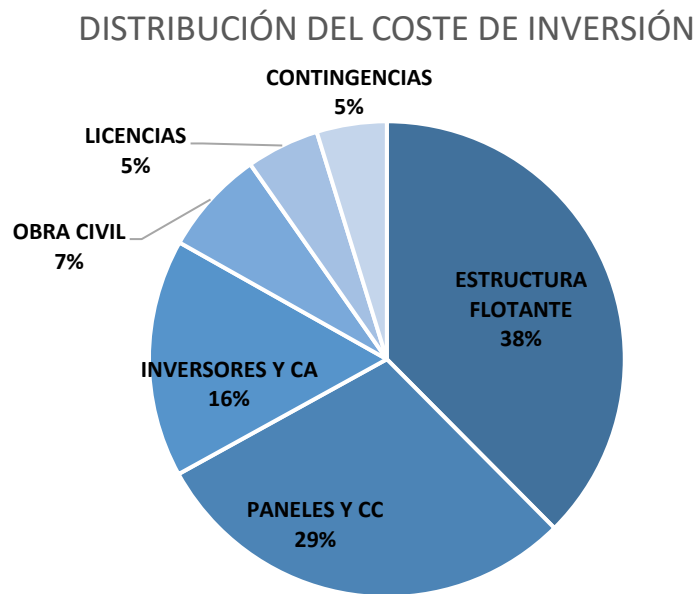


Gráfico 1. Distribución de costes de la inversión

5.3. VIDA ÚTIL

Se estima una vida útil del proyecto de 30 años, como consecuencia en la mejora de la tecnología de los paneles empleados frente a modelos existentes hace algunos años y la dedicación en limpieza y mantenimiento de la instalación para garantizar una operación óptima.

5.4. FINANCIACIÓN

El PEC asciende a **1.088.459,85 €**.

Para su ejecución no se considerará financiación y todos los costes serán asumidos por el cliente (IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U.) en el año 0 del proyecto.

5.5. COSTE DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Se tendrá en cuenta como costes fijos anuales, las labores de mantenimiento del personal indicado en concepto de revisión y limpieza de los paneles y la instalación eléctrica. En este caso no se añadirán conceptos en vigilancia y seguridad al contar la central, en el embalse superior, con puestos de este tipo.

O y M	
Limpieza y Mantenimiento	10.000,00 €
TOTAL	10.000,00 €

Tabla 23. Costes estimados de operación y mantenimiento

6. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

6.1. CÁLCULO DE PRODUCCIÓN FOTOVOLTAICA

Al no contar con programas de simulación, que actualmente realicen los cálculos de producción fotovoltaica teniendo en cuenta las condiciones de instalación similares a las de este proyecto, se va a realizar el cálculo de producción bajo las siguientes premisas:

- Se estimará la producción fotovoltaica anual desagregada por meses tratando la instalación como si se tratara de una instalación convencional en tierra.
- Una vez estimada la producción se aplicarán factores de corrección teniendo en cuenta los trabajos de investigación mencionados en el apartado 2.5.
- Para el cálculo se empleará tanto los datos de PVGIS como una simulación en Solar Edge Designer.

6.1.1. PVGIS

PVGIS es una herramienta de cálculo solar, desarrollada por la Unión Europea de forma oficial, que permite realizar cálculos relativos a radiación y rendimientos solares en los continentes de Europa, América y Asia de forma gratuita. Esta herramienta cuenta con una gran aceptación en los resultados de su cálculo ya que toma datos de las estaciones meteorológicas más cercanas a la localización escogida.

Entre los datos que ofrece se encuentran:

- Potencial fotovoltaico para diferentes tecnologías de paneles y configuraciones (conexión a red o aislada).
- Radiación solar y temperatura tanto en series mensuales como diarias.
- Series horarias completas de radiación y rendimiento fotovoltaico.
- Datos para un Año Meteorológico Estándar de hasta 9 variables climáticas.
- Mapas de potencial fotovoltaico por países o regiones.

6.1.2. SOLAR EDGE DESIGNER

El programa *Designer* del fabricante israelí Solar Edge, permite a través de su plataforma web el diseño de instalaciones fotovoltaicas, permitiendo realizar planos en 2D a partir de imágenes de satélite para luego extruir en 3D esos mismos planos y sobre ellos disponer la solución propuesta en cada caso.

Esta aplicación resulta de gran utilidad en el prediseño de la instalación para realizar comprobaciones de enseriado de paneles, disponibilidad del espacio a escala real y pérdidas por obstáculos.

6.1.3. RESULTADOS

En primer lugar, la simulación de producción fotovoltaica, tratada como una instalación convencional se presenta en el siguiente gráfico:

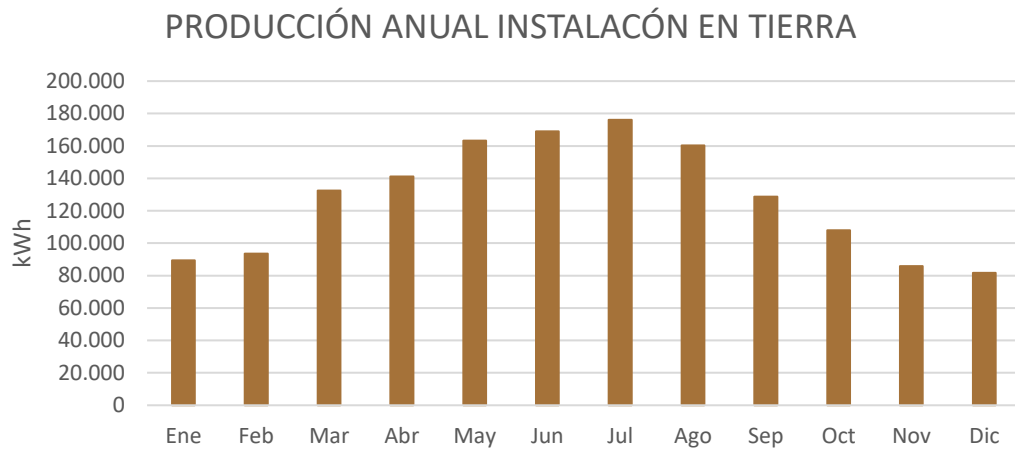


Gráfico 2. Cálculo de producción anual instalación en tierra

Para la obtención de estos resultados se ha empleado la herramienta *PVGIS* con las siguientes condiciones:

- Base de datos empleada: *PVGIS-SARAH*
- Tecnología empleada: Silicio cristalino
- Potencia FV pico (kWp): 1.000,35
- Pérdidas del sistema: 12%
- Posición de montaje: Libre
- Inclinación: 15°
- Azimut: 0°

Se estima una generación anual de 1.529,74 MWh para una instalación compuesta de la misma configuración, pero instalada en tierra.

Tal y como se justifica en el apartado 2.5 del presente documento estudios basados en instalaciones piloto de hasta 500 kW han demostrado producir un 10% más que sus homólogos en tierra firme.

En este caso, se estimará una mejora en el rendimiento del 8% debido a los siguientes motivos:

- Diferencias de escala entre las instalaciones objeto de estudios científicos y el proyecto.
- Diferencias en la configuración flotante de los paneles entre los estudios y el proyecto.

Aplicando dicho factor de mejora se obtienen la siguiente gráfica de producción anual:

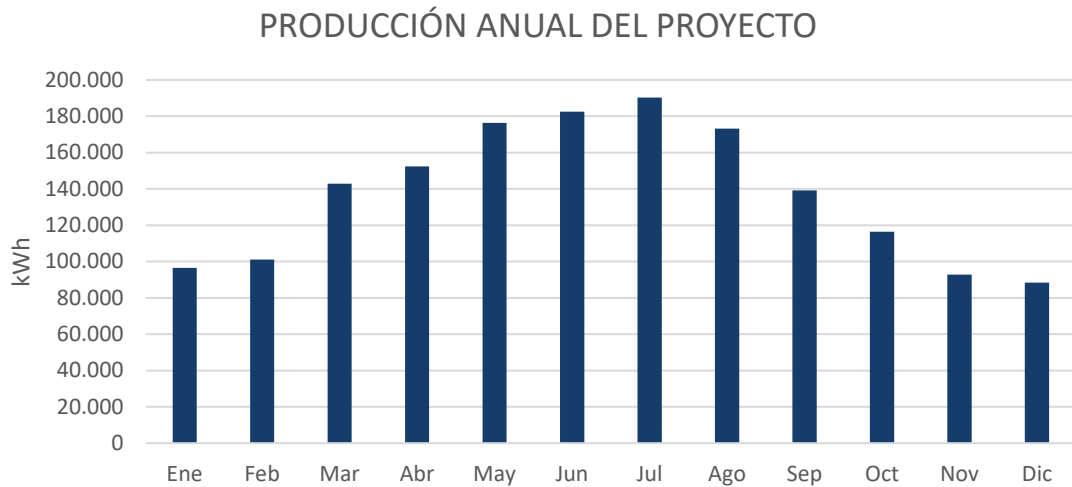


Gráfico 3. Energía anual generada por la instalación propuesta

Se estima una producción anual de:

1.652,12 MWh

Lo que supone un ahorro en emisiones emitidas a la atmósfera de 330,42 tCO₂.¹

En el siguiente gráfico se presenta la comparativa anual entre la producción eléctrica del proyecto y una instalación con las mismas características en tierra:

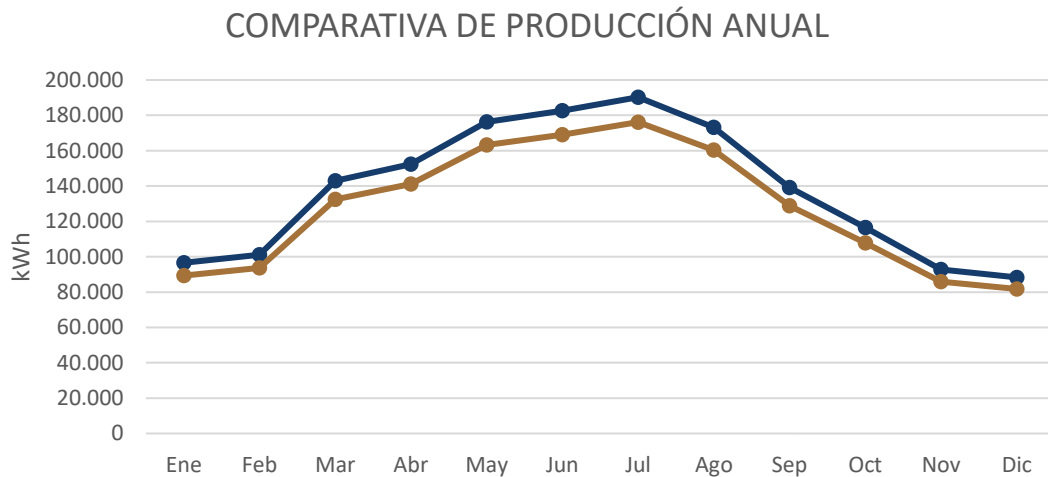


Gráfico 4. Comparativa entre instalación solar flotante y en tierra

¹ Media Nacional de Emisiones, REE (2019)

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

TIPO DE INSTALACIÓN	PRODUCCIÓN (MWh)
FLOTANTE	1.652,12
EN TIERRA	1.529,74
DIFERENCIA	122,38

Tabla 24. Diferencia de producción absoluta

Tal y como se ve en la tabla anterior la diferencia entre la producción eléctrica generada asciende a los 122,38 MWh. Esta diferencia de producción es la que se generaría con aproximadamente 186 paneles adicionales con las mismas características, por lo que el aumento en el coste específico de la instalación flotante fotovoltaica con respecto a una instalación convencional queda compensado por este factor.

Se evitan costes en paneles, estructuras metálicas de apoyo, metros de cableado y mano de obra. Sin tener en cuenta costes adicionales por las necesidades de la reconfiguración de la instalación (inversores adicionales, etc.).

En cuanto a la producción energética durante la vida útil de la instalación. El fabricante de los módulos explicita una pérdida anual en la eficiencia del 0,4% lo que implica la reducción anual energética a lo largo de la vida útil del proyecto que se muestra a continuación:

	PRODUCCIÓN (kWh)		PRODUCCIÓN (kWh)
AÑO 1	1.652.115	AÑO 16	1.555.716
AÑO 2	1.645.507	AÑO 17	1.549.493
AÑO 3	1.638.925	AÑO 18	1.543.295
AÑO 4	1.632.369	AÑO 19	1.537.122
AÑO 5	1.625.839	AÑO 20	1.530.974
AÑO 6	1.619.336	AÑO 21	1.524.850
AÑO 7	1.612.859	AÑO 22	1.518.750
AÑO 8	1.606.407	AÑO 23	1.512.675
AÑO 9	1.599.982	AÑO 24	1.506.625
AÑO 10	1.593.582	AÑO 25	1.500.598
AÑO 11	1.587.207	AÑO 26	1.494.596
AÑO 12	1.580.859	AÑO 27	1.488.617
AÑO 13	1.574.535	AÑO 28	1.482.663
AÑO 14	1.568.237	AÑO 29	1.476.732
AÑO 15	1.561.964	AÑO 30	1.470.825
TOTAL		46.793.255	

Tabla 25. Producción a lo largo de la vida útil del proyecto

La energía producida a lo largo de la vida útil del proyecto asciende a **46.793.255 kWh**

6.2. CÁLCULO DEL AHORRO EN EVAPORACIÓN

Según los datos expuestos en el apartado 2.5, cubrir grandes superficies de agua en su totalidad puede reducir hasta en un 90% las pérdidas de agua por evaporación.

En correlación con los estudios de evaporación realizados en embalses del pirineo y a modo de estimación se considera que las pérdidas por evaporación en el embalse de La Muela ascienden a 11.980 m³/año.

Considerando un 90% en el ahorro de agua evaporada, por cubrir totalmente la masa de agua y el porcentaje de superficie ocupada por la instalación, de un 0,64% se obtiene un ahorro en el volumen de agua de 69 m³ equivalente a 69.000 L de agua ahorrada al año. Equivalente al consumo de agua de 1.380² personas al año.

Para la central, este volumen no supone un ahorro significativo dada la capacidad de bombeo de en torno a 36 m³/s por grupo. Sin embargo, este ahorro en volumen de agua favorecería a la cuenca del Júcar y a las comunidades de regantes que de ella dependen.

Si se realizara la ampliación del proyecto para cubrir la superficie completa del embalse el ahorro ascendería a 10.782 m³ al año, el consumo de agua de 215.000 personas al año.

AHORRO ANUAL EN AGUA (L)
69.000

Tabla 26. Ahorro en agua evaporada

6.3. CÁLCULO DE LAS POSIBILIDADES DE HIBRIDACIÓN

Tal y como ha sido descrito en las características de la central hidroeléctrica, la capacidad en bombeo total de La Muela I y La Muela II es de 1.115 MW. Con grupos de bombeo de 185 MW capaces de trasegar caudales de hasta 36 m³/s, el hecho de evitar la evaporación de 63m³ no supone un ahorro tangible en capacidad de turbinado.

Por otro lado, el perfil de trabajo de la central en la que se bombea en horas valle (normalmente de noche) hace incompatible el empleo de la central fotovoltaica flotante para la acción de los grupos de bombeo en esos periodos. Y, además, la potencia que requieren en turbinación está completamente fuera del alcance de la planta generadora propuesta.

² OMS (2017)

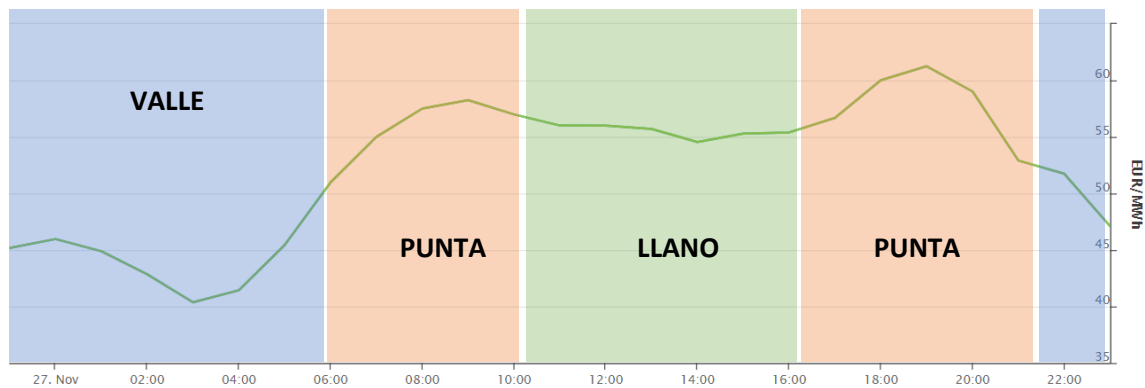


Gráfico 5. Perfil diario del precio eléctrico

La capacidad de hibridación fundamental surge de la posibilidad de escalado y ampliación de la central solar fotovoltaica. Planteando como hipótesis el establecer una instalación fotovoltaica de la suficiente capacidad como para cubrir por completo la superficie del embalse se estima una potencia de 155MWp. Esta capacidad sí que podría proporcionar la potencia suficiente para el accionamiento de un grupo. A partir de ese momento se requeriría un extenso análisis de las estrategias de generación combinadas para dirimir el perfil de trabajo híbrido, en que momentos sería más rentable el uso de la energía fotovoltaica para su venta directa y en que momentos bombear durante horas punta o llano. En este análisis entrarían en juego tanto previsiones de demanda eléctrica como de disponibilidad del recurso, así como otras condiciones impuestas por el mercado eléctrico.

Por otro lado, ha de tenerse en cuenta que se trata de la estación de bombeo con mayor potencia instalada de Europa. La instalación de proyectos similares en embalses que cuenten con una forma de bombeo tanto puro como mixto prevé una mayor compatibilidad dado el menor tamaño de los grupos de bombeo.

6.4. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

6.4.1. LCOE

LCOE son las iniciales en inglés para “*Levelized Cost of Energy*” es el valor del coste total actual de construir, operar y mantener una instalación generadora a lo largo de toda su vida útil. Su cálculo se realiza a través de la expresión siguiente:

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

Ec. 21

Donde cada una de las variables significan:

- I_t : Coste de inversión en el año 0.
- M_t : Costes de OyM anual.
- F_t : Costes de combustible al año.

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

- E_t : Energía generada al año (kWh).
- r : Tasa de descuento (4%).
- t : Vida útil de la instalación.

Aplicando la expresión anterior obtenemos la siguiente tabla:

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES (€)	$\sum_{t=1}^n \frac{I_t+M_t+F_t}{(1+r)^t}$	$\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}$
0	0	1.088.459,85 €	1.088.459,85 €	0,00 €
1	1.652.115	10.000,00 €	9.615,38 €	1.588.572,20 €
2	1.645.507	10.000,00 €	9.245,56 €	1.521.363,37 €
3	1.638.925	10.000,00 €	8.889,96 €	1.456.998,00 €
4	1.632.369	10.000,00 €	8.548,04 €	1.395.355,78 €
5	1.625.839	10.000,00 €	8.219,27 €	1.336.321,49 €
6	1.619.336	10.000,00 €	7.903,15 €	1.279.784,82 €
7	1.612.859	10.000,00 €	7.599,18 €	1.225.640,07 €
8	1.606.407	10.000,00 €	7.306,90 €	1.173.786,07 €
9	1.599.982	10.000,00 €	7.025,87 €	1.124.125,89 €
10	1.593.582	10.000,00 €	6.755,64 €	1.076.566,72 €
11	1.587.207	10.000,00 €	6.495,81 €	1.031.019,66 €
12	1.580.859	10.000,00 €	6.245,97 €	987.399,60 €
13	1.574.535	10.000,00 €	6.005,74 €	945.625,00 €
14	1.568.237	10.000,00 €	5.774,75 €	905.617,79 €
15	1.561.964	10.000,00 €	5.552,65 €	867.303,19 €
16	1.555.716	10.000,00 €	5.339,08 €	830.609,60 €
17	1.549.493	10.000,00 €	5.133,73 €	795.468,42 €
18	1.543.295	10.000,00 €	4.936,28 €	761.813,99 €
19	1.537.122	10.000,00 €	4.746,42 €	729.583,40 €
20	1.530.974	10.000,00 €	4.563,87 €	698.716,41 €
21	1.524.850	10.000,00 €	4.388,34 €	669.155,33 €
22	1.518.750	10.000,00 €	4.219,55 €	640.844,91 €
23	1.512.675	10.000,00 €	4.057,26 €	613.732,24 €
24	1.506.625	10.000,00 €	3.901,21 €	587.766,65 €
25	1.500.598	10.000,00 €	3.751,17 €	562.899,60 €
26	1.494.596	10.000,00 €	3.606,89 €	539.084,61 €
27	1.488.617	10.000,00 €	3.468,17 €	516.277,19 €
28	1.482.663	10.000,00 €	3.334,77 €	494.434,69 €
29	1.476.732	10.000,00 €	3.206,51 €	473.516,30 €
30	1.470.825	10.000,00 €	3.083,19 €	453.482,92 €
TOTAL			1.261.380,19 €	27.282.865,89 €
LCOE			0,04623342	

Tabla 27. LCOE del proyecto

Se obtiene como resultado un LCOE de **46,23 €/MWh** dentro de los valores estándar de previsiones de producción fotovoltaica en 2020.

6.4.2. VAN

El Valor Actual Neto o VAN, corresponde al valor de los flujos de caja anuales en la actualidad, de toda la vida útil del proyecto. Es decir, conocer si el flujo de caja total actualizado de un proyecto produce beneficios. Los criterios para la toma de decisiones son los siguientes:

- VAN < 0: El proyecto generará pérdidas.
- VAN = 0: El proyecto no generará ni pérdida ni beneficios.
- VAN > 0: El proyecto generará beneficios, se habrá de seguir estudiando otros indicadores como la TIR.

La expresión que calcula el Valor Actual Neto es la siguiente:

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

Ec. 22

Donde:

- I_0 : Costes de Inversión en el año 0.
- F_t : Flujo de caja para el año t.
- r : Tasa de descuento (4%).
- n : Vida útil del proyecto.

Para el cálculo de ingresos de los flujos de caja se tomará un coste de venta de la energía fotovoltaica de 60 €/MWh.

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES ACTUALIZADOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO
0	0	-1.088.459,85 €	0,00 €	-1.088.459,85 €
1	1.652.115	-9.615,38 €	99.126,91 €	89.511,52 €
2	1.645.507	-9.245,56 €	98.730,40 €	89.484,84 €
3	1.638.925	-8.889,96 €	98.335,48 €	89.445,51 €
4	1.632.369	-8.548,04 €	97.942,13 €	89.394,09 €
5	1.625.839	-8.219,27 €	97.550,37 €	89.331,09 €
6	1.619.336	-7.903,15 €	97.160,16 €	89.257,02 €
7	1.612.859	-7.599,18 €	96.771,52 €	89.172,35 €
8	1.606.407	-7.306,90 €	96.384,44 €	89.077,54 €
9	1.599.982	-7.025,87 €	95.998,90 €	88.973,03 €
10	1.593.582	-6.755,64 €	95.614,90 €	88.859,26 €
11	1.587.207	-6.495,81 €	95.232,44 €	88.736,63 €
12	1.580.859	-6.245,97 €	94.851,51 €	88.605,54 €
13	1.574.535	-6.005,74 €	94.472,11 €	88.466,37 €
14	1.568.237	-5.774,75 €	94.094,22 €	88.319,47 €
15	1.561.964	-5.552,65 €	93.717,84 €	88.165,20 €
16	1.555.716	-5.339,08 €	93.342,97 €	88.003,89 €

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES ACTUALIZADOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO
17	1.549.493	-5.133,73 €	92.969,60 €	87.835,87 €
18	1.543.295	-4.936,28 €	92.597,72 €	87.661,44 €
19	1.537.122	-4.746,42 €	92.227,33 €	87.480,91 €
20	1.530.974	-4.563,87 €	91.858,42 €	87.294,55 €
21	1.524.850	-4.388,34 €	91.490,99 €	87.102,65 €
22	1.518.750	-4.219,55 €	91.125,02 €	86.905,47 €
23	1.512.675	-4.057,26 €	90.760,52 €	86.703,26 €
24	1.506.625	-3.901,21 €	90.397,48 €	86.496,27 €
25	1.500.598	-3.751,17 €	90.035,89 €	86.284,72 €
26	1.494.596	-3.606,89 €	89.675,75 €	86.068,86 €
27	1.488.617	-3.468,17 €	89.317,04 €	85.848,88 €
28	1.482.663	-3.334,77 €	88.959,78 €	85.625,00 €
29	1.476.732	-3.206,51 €	88.603,94 €	85.397,42 €
30	1.470.825	-3.083,19 €	88.249,52 €	85.166,34 €
TOTAL	46.793.255	-1.261.380,19 €	2.807.595,32 €	1.546.215,13 €
VALOR ACTUAL NETO				

Tabla 28. Desarrollo del VAN

EL resultado del cálculo del VAN arroja un resultado positivo de **1.546.215,13 €** al final de la vida útil de la instalación. Un 140% de beneficios sobre la inversión inicial

Para obtener un segundo indicador positivo sobre la inversión a realizar se procede al cálculo de la Tasa Interna de Retorno.

6.4.3. TIR

La Tasa Interna de Retorno o TIR, es la media geométrica de los rendimientos futuros esperados de una inversión hecha en la actualidad. Expresado de otra forma, es la rentabilidad relativa esperada de una inversión en porcentaje. El objetivo de la TIR es ofrecer un indicador sobre la idoneidad o no de realizar una inversión en función de los siguientes criterios:

- TIR < Tasa de descuento *r*: Inversión no rentable desde el punto de vista económico.
- TIR > Tasa de descuento *r*: Inversión rentable desde el punto de vista económico.

El cálculo de la TIR se realiza comprobando que valor de la tasa de descuento sería necesaria aplicar en el cálculo del VAN para obtener un resultado neutro.

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

Ec. 23

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

Resolviendo la incógnita k se obtiene la siguiente conclusión:

TIR
9%

Tabla 29. Resultado cálculo de la TIR

Superior a la tasa de descuento del 4%, por lo que se puede concluir, a falta de otros indicadores que la inversión es rentable desde el punto de vista económico bajo las premisas expuestas.

6.4.4. RETORNO DE LA INVERSIÓN

A partir de la tabla 18 donde se calculan los flujos de caja actualizados puede obtenerse el flujo de caja acumulado a lo largo de la vida útil de la inversión.

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES ACTUALIZADOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
0	0	-1.088.459,85 €	0,00 €	-1.088.459,85 €
1	1.652.115	-9.615,38 €	99.126,91 €	-998.948,33 €
2	1.645.507	-9.245,56 €	98.730,40 €	-909.463,50 €
3	1.638.925	-8.889,96 €	98.335,48 €	-820.017,99 €
4	1.632.369	-8.548,04 €	97.942,13 €	-730.623,89 €
5	1.625.839	-8.219,27 €	97.550,37 €	-641.292,80 €
6	1.619.336	-7.903,15 €	97.160,16 €	-552.035,78 €
7	1.612.859	-7.599,18 €	96.771,52 €	-462.863,44 €
8	1.606.407	-7.306,90 €	96.384,44 €	-373.785,90 €
9	1.599.982	-7.025,87 €	95.998,90 €	-284.812,87 €
10	1.593.582	-6.755,64 €	95.614,90 €	-195.953,61 €
11	1.587.207	-6.495,81 €	95.232,44 €	-107.216,97 €
12	1.580.859	-6.245,97 €	94.851,51 €	-18.611,43 €
13	1.574.535	-6.005,74 €	94.472,11 €	69.854,94 €
14	1.568.237	-5.774,75 €	94.094,22 €	158.174,41 €
15	1.561.964	-5.552,65 €	93.717,84 €	246.339,61 €
16	1.555.716	-5.339,08 €	93.342,97 €	334.343,50 €
17	1.549.493	-5.133,73 €	92.969,60 €	422.179,37 €
18	1.543.295	-4.936,28 €	92.597,72 €	509.840,81 €
19	1.537.122	-4.746,42 €	92.227,33 €	597.321,71 €
20	1.530.974	-4.563,87 €	91.858,42 €	684.616,26 €
21	1.524.850	-4.388,34 €	91.490,99 €	771.718,92 €
22	1.518.750	-4.219,55 €	91.125,02 €	858.624,39 €
23	1.512.675	-4.057,26 €	90.760,52 €	945.327,65 €
24	1.506.625	-3.901,21 €	90.397,48 €	1.031.823,91 €
25	1.500.598	-3.751,17 €	90.035,89 €	1.118.108,64 €
26	1.494.596	-3.606,89 €	89.675,75 €	1.204.177,49 €
27	1.488.617	-3.468,17 €	89.317,04 €	1.290.026,37 €

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

AÑO	PRODUCCIÓN (kWh)	COSTES ACTUALIZADOS	INGRESOS ACTUALIZADOS	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
28	1.482.663	-3.334,77 €	88.959,78 €	1.375.651,37 €
29	1.476.732	-3.206,51 €	88.603,94 €	1.461.048,80 €
30	1.470.825	-3.083,19 €	88.249,52 €	1.546.215,13 €
TOTAL	46.793.255	-1.261.380,19 €	2.807.595,32 €	1.546.215,13 €

Tabla 30. Flujo de caja acumulado

El periodo de retorno de la inversión es de **13 años** en los términos estipulados. En la gráfica siguiente pueden verse los costes, ingresos y flujos de caja a lo largo de toda la vida útil de la instalación:

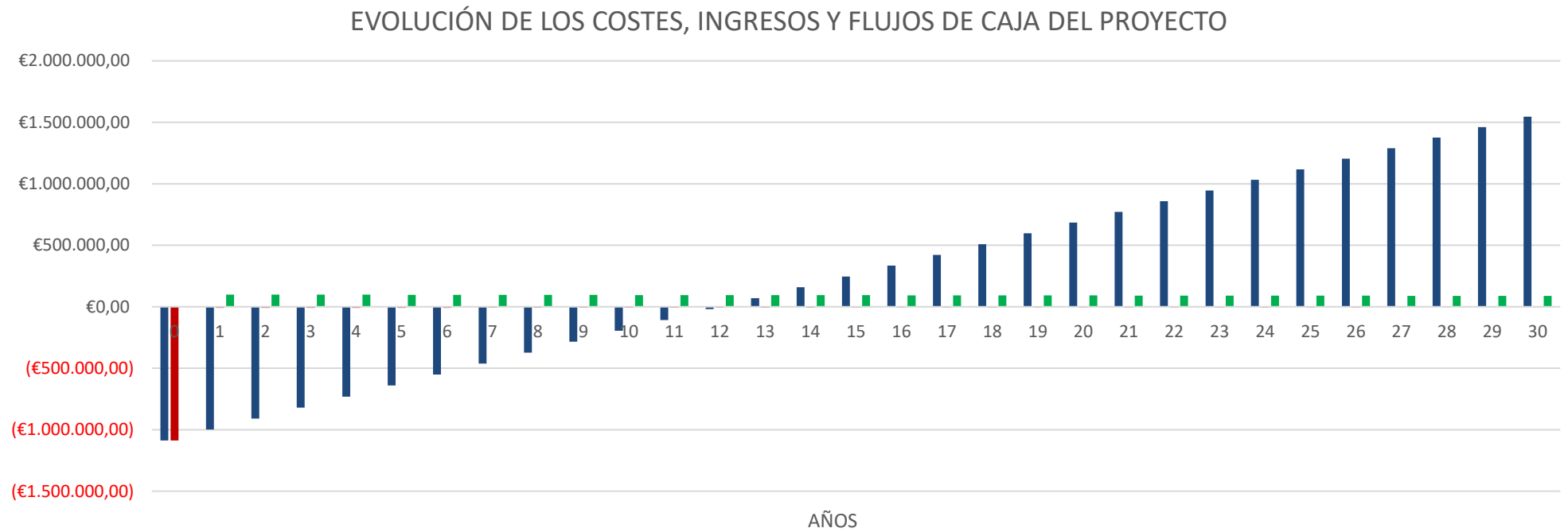


Gráfico 6. Evolución costes, ingresos y flujos de caja

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA FLOTANTE DE 1 MW EN EL EMBALSE SUPERIOR DEL COMPLEJO
HIDROELÉCTRICO DE BOMBEO CORTES-LA MUELA**

6.4.5. RESUMEN

En las siguientes tablas se muestra el resumen del proyecto de instalación fotovoltaica flotante en el embalse superior La Muela.

PRODUCCIÓN ANUAL (MWh)	tCO₂ EVITADOS	ÁRBOLES EQUIVALENTES PLANTADOS	AHORRO DE AGUA EVAPORADA (L)
1.652,12	330,42	15.176	69.000

Tabla 31. Resumen energético del proyecto

INVERSIÓN	VAN	PERIODO DE RETORNO
1.088.459,85 €	1.546.215,13 €	12,2 AÑOS

Tabla 32. Resumen económico del proyecto

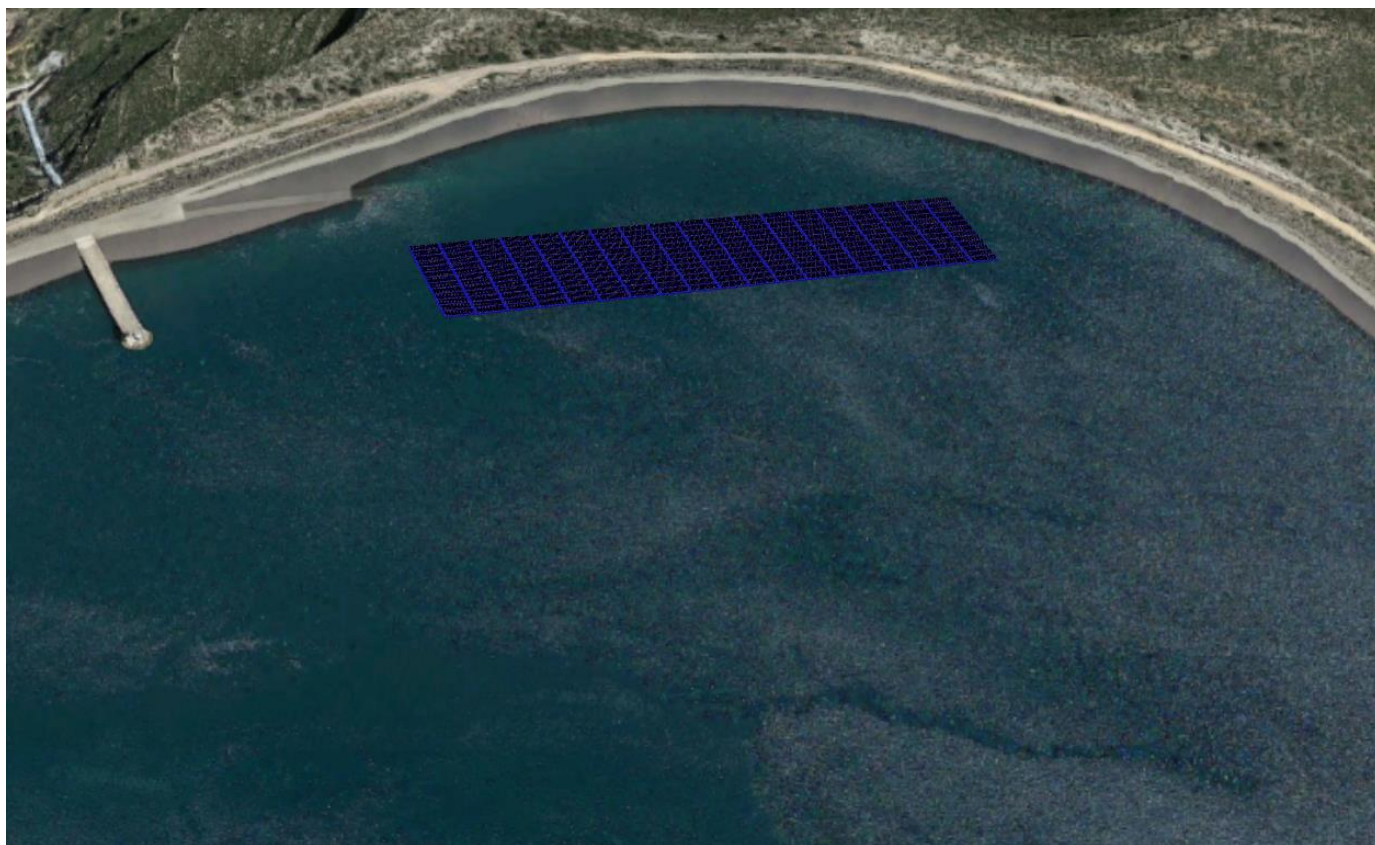


Figura 39. Simulación del diseño final

6.5. CONCLUSIONES

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

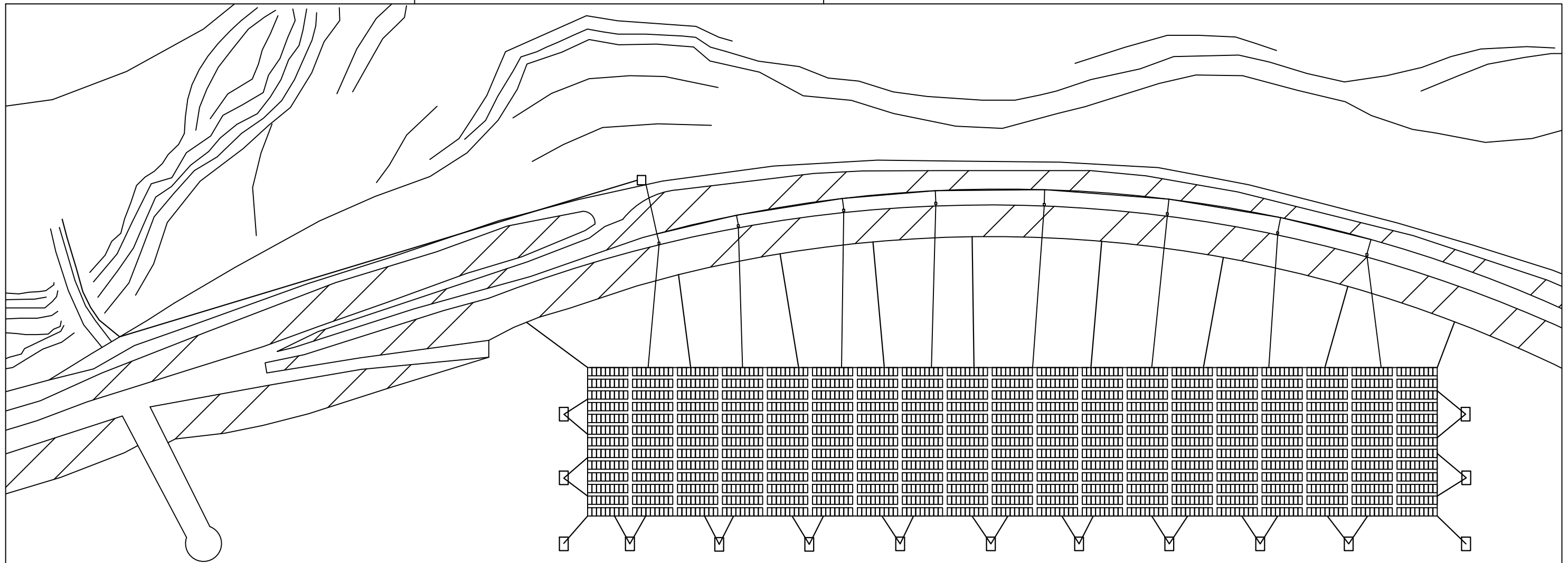
- El proyecto presentado es **viable** tanto desde el punto de vista técnico como económico, implementando tecnologías presentes en el mercado convencional.
- Aún sin entrar en el alcance concreto del proyecto el cálculo exacto de la evaporación en el embalse, las estimaciones por correlaciones son **coherentes**. Para realizar un estudio concreto de los ahorros que supone este impacto positivo se recomienda establecer una estación meteorológica de medida cercana al embalse.
- El seguimiento de la instalación a través de la plataforma web de los inversores es fundamental para la **certificación de la energía producida prevista** por la mejora del rendimiento de los paneles.
- La capacidad de potencia total que puede albergar la superficie de agua se estima en 155 MWp. Capacidad suficiente como para intervenir en los ciclos de bombeo y turbinación de la instalación hidráulica.
- El estudio de impacto ambiental no se encuentra dentro del alcance de este trabajo. Sin embargo, se recomienda su realización para contemplar las mejoras en la calidad del agua del embalse producidas por la cobertura solar, **reduciendo la proliferación de algas y la eutrofización**.

BIBLIOGRAFÍA

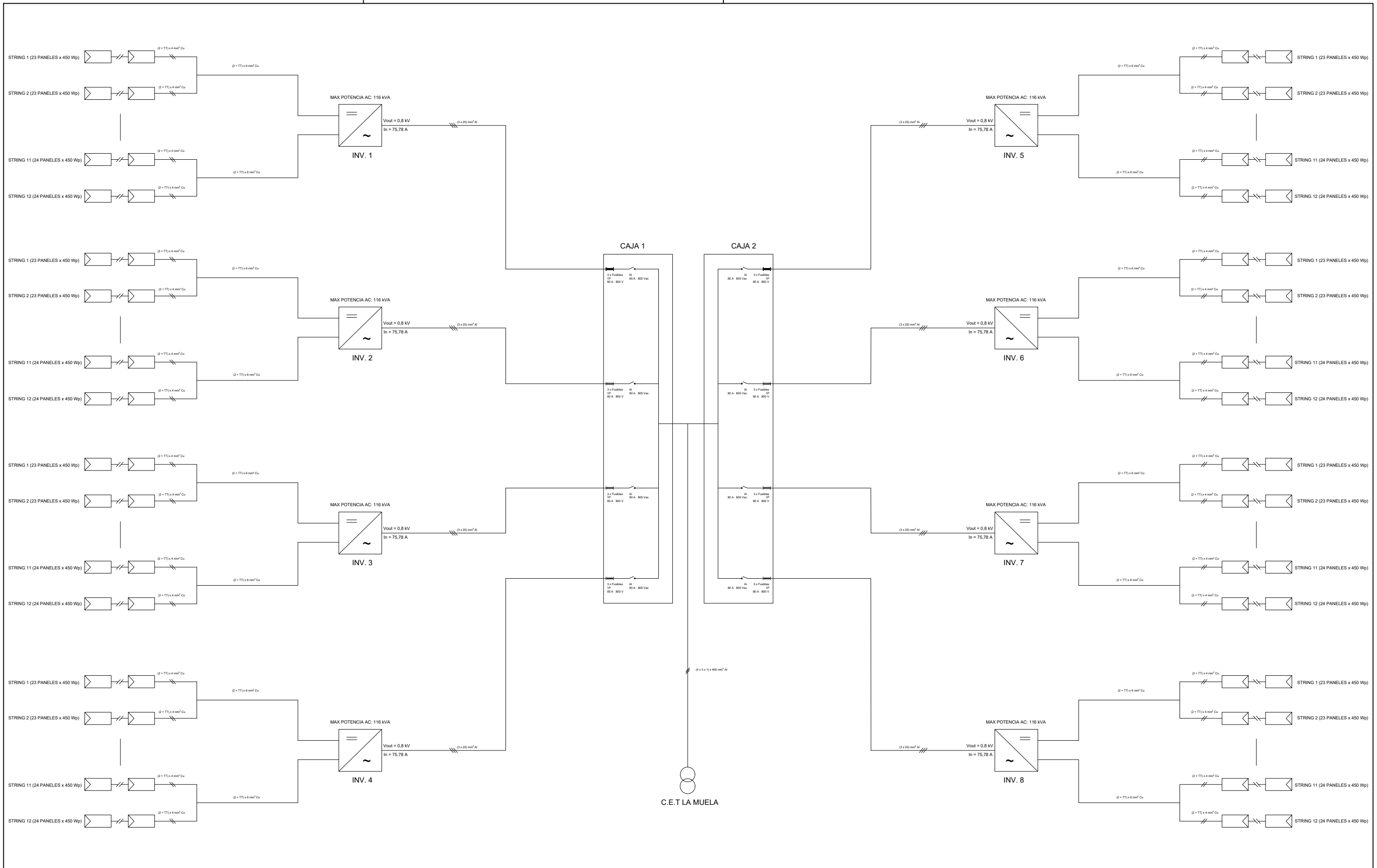
- Alcazar, J. (1988). La construcción del Salto de Cortes II. *Revista de Obras Públicas*, 421-452.
- Britannica, E. (10 de Abril de 2008). *Britannica*. Obtenido de <https://www.britannica.com/science/photovoltaic-effect>
- Choi, Y.-K. (2014). A study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact. *International Journal of Software Engineering and its Applications*, 75-84.
- El Periódico de la Energía. (25 de 11 de 2019). *El Periódico de la Energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/los-regantes-de-mazarron-instalan-una-planta-de-fotovoltaica-flotante-en-su-desaladora/>
- Iberdrola Ingeniería y Consultoría S.A. (2002). *Documento de Síntesis Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Salto de Bombeo LA MUELA II*.
- IEA. (30 de Junio de 2020). *IEA Data and Statistics*. Obtenido de IEA, Evolution of solar PV module cost by data source <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-solar-pv-module-cost-by-data-source-1970-2020>
- IEA. (2020). *International Energy Agency*. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/solar-pv>
- INC, S. (2012). *EE.UU. Patente nº WO 2012/166966 A1*.
- Jicheng Zhou et al. (2015). Temperature distribution of photovoltaic module based on finite element simulation. *Solar Energy*, 97-103.
- Lopez Moreno, J. (2008). Estimación de pérdidas de agua por evaporación en embalses del pirineo. *Cuadernos de Investigación Geográfica*, 61-81.
- M.E. Taboada. (2017). Solar water heating system and photovoltaic floating cover to reduce evaporation: Experimental results and modeling. *Renewable Energy*, 601-615.
- NASA. (s.f.). <https://earth.gsfc.nasa.gov/climate/research/solar-radiation>.
- Red Eléctrica de España. (10 de 09 de 2020). *Potencia eléctrica instalada*. Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/series-estadisticas-nacionales>
- REN21. (2019). *Renewables 2019 Global Status*. Obtenido de https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sidebar_3
- SolarPower, E. (2019). *EU Market Outlook for Solar Power*.
- UPV, A. A. (2018). *Energía Fotovoltaica y Electrónica de Potencia*. Valencia.
- AENOR, https://portal.aenormas.aenor.com/aenor/Suscripciones/Personal/pagina_per_buscador.asp. Consultado el 20/11/2020
- MITECO, <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/default.aspx>. Consultado el 17/11/2020
- HUAWEI, <https://solar.huawei.com/na/Products>. Consultado el 28/10/2020

ANEXOS

ANEXO I: PLANOS



ANEXO II: ESQUEMA UNIFILAR



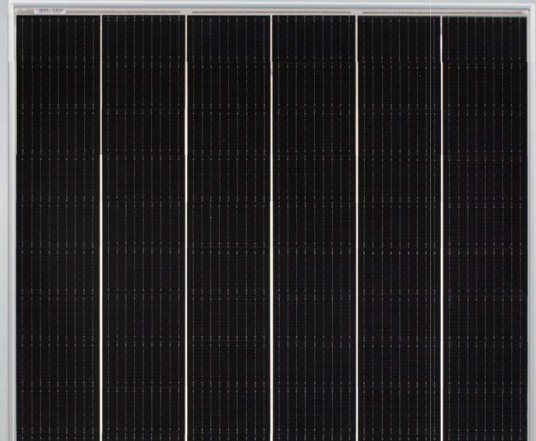
ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

Tiger Mono-facial 450-470 Watt

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

N-Type



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 20.93%)



Low Light Induced Degradation

The N-type cell shows extremely low light induced degradation (LID) performance when comparing with the P-type cell.



9BB instead of 5BB

9BB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

1% first year degradation,
0.4% linear degradation



Best Warranty

15 year product warranty,
30 year linear power warranty



Better low-light performance

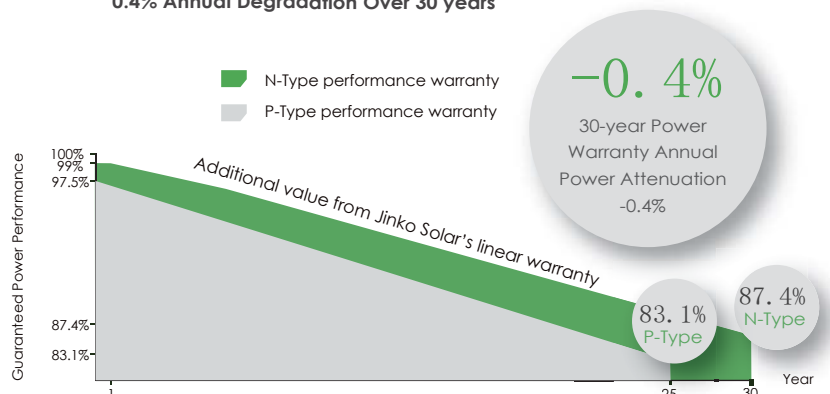
Excellent performance in low-light environments (e.g. early morning, dusk, and cloud, etc.)



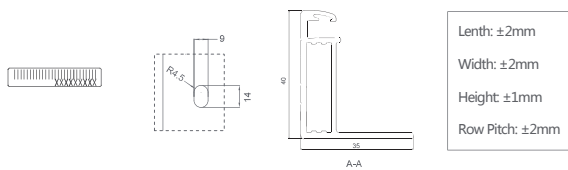
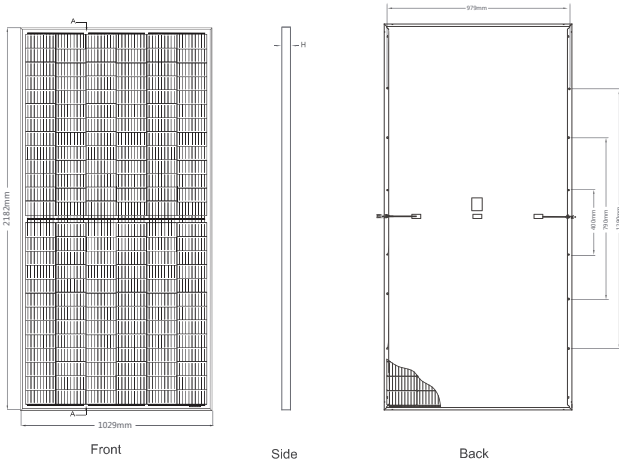
- ISO9001:2015, ISO14001:2015, OHSAS18001 certified factory
- IEC61215, IEC61730 certified product

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

15 Year Product Warranty 30 Year Linear Power Warranty
0.4% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings

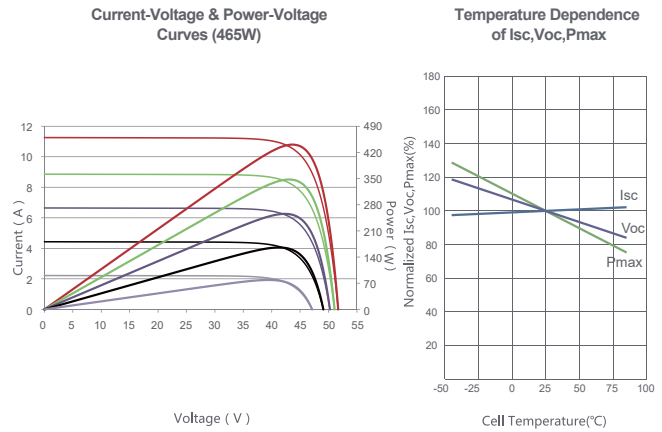


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallets, 54pcs/stack, 540pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2182×1029×40mm (85.91×40.51×1.57 inch)
Weight	26.1 kg (57.54 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM450N-7RL3		JKM455N-7RL3		JKM460N-7RL3		JKM465N-7RL3		JKM470N-7RL3	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	450Wp	336Wp	455Wp	339Wp	460Wp	343Wp	465Wp	347Wp	470Wp	350Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.90V	39.29V	43.01V	39.40V	43.12V	39.51V	43.22V	39.67V	43.32V	39.78V
Maximum Power Current (Imp)	10.49A	8.54A	10.58A	8.61A	10.67A	8.68A	10.76A	8.74A	10.85A	8.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.50V	48.61V	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.90V	48.99V	52.10V	49.18V
Short-circuit Current (Isc)	11.32A	9.14A	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A	11.68A	9.43A
Module Efficiency STC (%)	20.04%		20.26%		20.49%		20.71%		20.93%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.34%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

* STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

SUN2000-105KTL-H1

Inversor de String Inteligente



6 Seguidores MPPT



99.0% Máx. Eficiencia



Monitorización a nivel de string



Diagnóstico inteligente de curvas I-V admitido



Detección de corriente residual integrada



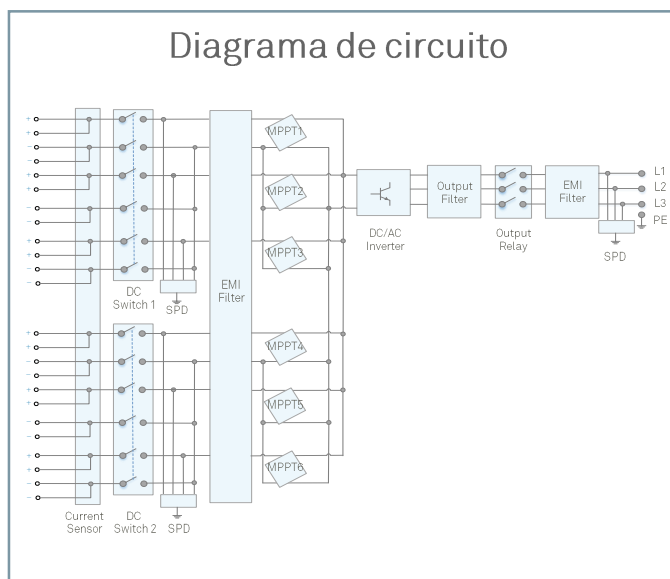
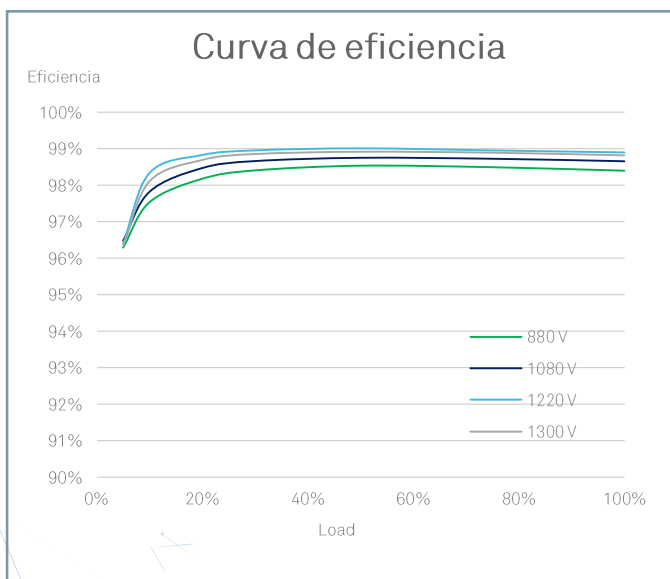
Diseño sin fusibles



Protección contra sobretensiones DC y AC



IP65 Protección



Especificaciones técnicas

Eficiencia	
Máx. Eficiencia	99.0%
Eficiencia europea	98.8%
Entrada	
Máx. tensión de entrada	1,500 V
Máx. intensidad por MPPT	25 A
Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT	33 A
Tensión de entrada inicial	650 V
Rango de tensión de operación de MPPT	600 V ~ 1,500 V
Tensión nominal de entrada	1,080 V
Número de entradas	12
Número de MPPTs	6
Salida	
Potencia nominal activa de CA	105,000 W @40°C
Máx. potencia aparente de CA	116,000 VA @25°C
Máx. potencia activa de CA (cosφ=1)	116,000 W @25°C
Tensión nominal de salida	800 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad de salida nominal	75.8 A
Máx. intensidad de salida	84.6 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado CC	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa de CC	Sí
Monitorización de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobretensiones de CC	Tipo II
Protector contra sobretensiones de CA	Tipo II
Detección de aislamiento de CC	Sí
Unidad de monitorización de la intensidad Residual	Sí
Comunicaciones	
Monitor	Indicadores LED, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Sí
RS485	Sí
MBUS	Sí
General	
Dimensiones (ancho x alto x profundidad)	1,075 x 605 x 310 mm (42.3 x 23.8 x 12.2 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	79 kg (174.2 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de CC	Amphenol UTX
Conector de CA	Conector resistente al agua + OT/DT Terminal
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Cumplimiento estándar (Más información disponible a pedido)	
Certificados	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, EN 50530, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, UTE C15-712-1, RD 413, RD 1699, RD 661, RD 1565, P.O. 12.3, UNE 206007-1 IN, UNE 206006 IN, G59/3, CEI 0-16,VDE4120

SEABLOCK

Somos una empresa situada en Mazarrón dedicada a la instalación, mantenimiento y retirada de balizamientos de playas, plataformas flotantes, equipamiento de playas, instalaciones de puertos flotantes, campos de fondeo ecológicos, etc.

Poseemos una amplia experiencia en balizamiento de playas y plataformas flotantes con novedosos sistemas de anclaje respetuosos con el fondo marino.

En las temporadas 2010-11-12-13 nuestra empresa realizó los proyectos más importantes de la Región de Murcia (Mazarrón) y Almería (Roquetas de Mar), introduciendo los primeros canales ecológicos de la costa mediterránea en las playa de Roquetas de Mar y sus correspondientes instalaciones de plataformas de uso recreativo.

Nuestra empresa posee todos los medios técnicos y maquinaria necesaria para la realización de dichos proyectos (camiones, barcos, grúas, pontonas, etc.).

Siendo una empresa en plena prospección debido a un grupo de profesionales con amplia experiencia en el sector y a unos precios competitivos para los tiempos de crisis que afectan a la economía actual, por lo que estamos dispuestos a realizar cualquier presupuesto sin compromiso para la realización de cualquier tipo de proyecto relacionado con el sector, con el fin de mejorar sus presupuestos y el servicio prestado.

PLATAFORMAS FLOTANTES

Instalamos todo tipo de plataformas flotantes destinadas a cualquier necesidad: Ocio y turismo, puertos, puntos de amarre, piscifactoría y cualquier uso comercial.

Debido a nuestra experiencia en el sector náutico, estamos en disposición de ofrecerles un servicio esmerado y ágil. Nuestros precios son los más competitivos del mercado en la venta e instalación de plataformas flotantes. Nuestro sistema flotante pasa por los más estrictos controles de calidad que requiere un producto como los cubos de polietileno de alta densidad HDPE.

BALIZAMIENTO DE PLAYAS

Con la finalidad de regular las distintas actividades náuticas y de garantizar la seguridad de los usuarios de las playas y calas especialmente de los bañistas, es necesario establecer un sistema físico de balizamiento que determine las distintas zonas reservadas para el baño, así como aquellas zonas por las que las embarcaciones puedan desplazarse y tener acceso a la costa.

La zona reservada para el baño se baliza mediante una banda litoral formada por una serie de boyas dispuestas en línea paralela a la costa. La distancia entre boyas debe ser de 50 a 100 mts, que define una alineación claramente visible, tanto desde tierra como desde el mar.

Los canales para embarcaciones se disponen perpendicularmente a las playas y se extienden desde la línea de la costa hasta la banda litoral, con un ancho de 25 ó 50 metros según el uso del canal.

En la fase de mantenimiento del balizamiento, revisamos periódicamente lo balizado y en caso de incidencia, reposición del material en menos de 48 horas desde que finalice el temporal.

EQUIPAMIENTO DE PLAYAS

Con el fin de mejorar la oferta turística que ofrecen los municipios costeros ofrecemos la posibilidad de habilitar el acceso al mar en las playas a los usuarios pertenecientes a la tercera edad o discapacitados, por medio de pasarelas de hormigón o madera, y mejorar sus servicios con zonas de descanso en el agua específicas para estos usuarios.

Instalamos zonas deportivas de playa, duchas, lavapies, papeleras, etc.




Estas instalaciones son temporales, por lo que evitamos su deterioro con un mínimo mantenimiento. Existe la posibilidad de mejorar o aumentar el conjunto inicial en años posteriores.

SEABLOCK




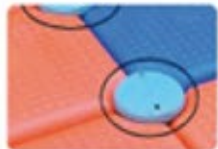











FICHA DE PRODUCTOS

22






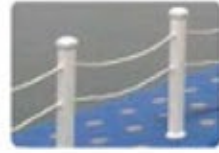






NOMBRE	PRODUCTO	MATERIAL	APLICACIÓN	COLORES	MEDIDAS (mm)	UNIT
Cubito simple		HMWHDPE		Azul Negro Gris Naranja	500x500x400	pc
Cubito doble		HMWHDPE		Azul Gris	1.000x500x400	pc
Cubito simple corto		HMWHDPE		Azul Gris	500x500x250	pc
Cubito en V		HMWHDPE		Azul Gris	500x500x345	pc
Pin para cubito en V		HMWHDPE		Gris	Ø96x190	pc
Defensa para cubito (polipropileno)		HMWHDPE		Naranja Gris	1.000x200x270	pc
Cubito de 1m en V con rodillo		HMWHDPE		Azul luminoso Gris	1.000x500x345	pc

23

NOMBRE	PRODUCTO	MATERIAL	APLICACIÓN	COLORES	MEDIDAS (mm)	UNIT
Cubito de 1m en V		HMWHDPE		Azul luminoso	1.000x500x400	pc
Pin corto		HMWHDPE		Gris Negro	Ø180x250x48	pc
Tornillo y tuerca		HMWHDPE		Gris Negro	Ø90x140	pc
Pin largo para doble altura		HMWHDPE		Gris	Ø180x650x48	pc
Tornillo y tuerca para doble altura		HMWHDPE		Gris	Ø90x640	pc
Arandela		HMWHDPE		Gris	Ø96x32	pc
Arandela fina		HMWHDPE	Usado en T shape Dock	Gris	Ø96x16	pc

FICHA DE PRODUCTOS

24

NOMBRE	PRODUCTO	MATERIAL	APLICACIÓN	COLORES	MEDIDAS (mm)	UNIT
Martillo		Caucho		Negro	350x100	pc
Girapins		Acero galvanizado		Plata	740x275x50	pc
Doble girapins para cubito en V		Acero galvanizado	Usado para Pin corto y Pin para cubito en V	Plata	740x275x50	pc
Barandilla (con cabo)		HMWHDPE		Blanco	Ø120x1.200	0
Cornamusa pequeña		HMWHDPE		Gris	260x90x45	pc
Cornamusa grande		HMWHDPE		Negro	420x260x190	pc
Escalera acero inoxidable		Acero inoxidable		Plata	1.200x600x500	set

25

NOMBRE	PRODUCTO	MATERIAL	APLICACIÓN	COLORES	MEDIDAS (mm)	UNIT
Guía para pilotes		HMWHDPE		Gris	500x500	pc
Defensas de Nylon		Nylon		Amarillo	Ø200x400	pc

LOCALIZACIÓN CONTACTO

26

PUEDES ENCONTARNOS EN

C/ Cabo San Antonio, 8
Urbanización el Alamillo
30860 Puerto de Mazarrón
Murcia (España)

CONTACTA CON NOSOTROS

Departamento comercial:
T. 636 456 931
T. 690 626 579

Si lo desea puede enviarnos un correo electrónico a la central:
info@seablock.es
antonio@madelcar.es

O visitar nuestra web:
www.seablock.es



SEABLOCK

www.seablock.es



TOPSOLAR PV ZZ-F / H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO



E_{ca}

Conductor

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

Aislamiento

Goma libre de halógenos

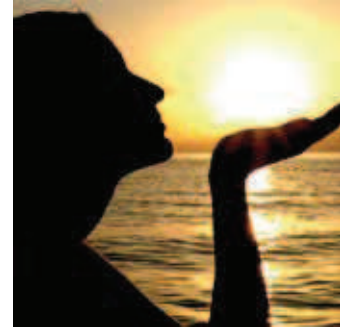
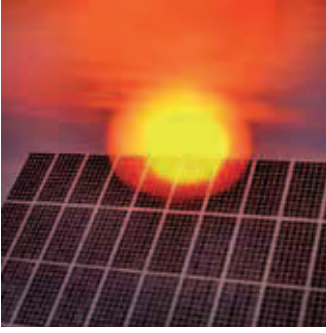
Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.

APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN 1,5/1,5 · 1kV · (1,8) kV DC



Norma de referencia

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados

CE
TÜV
EN
RoHS



E_{ca}



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2.
Reacción al fuego CPR, E_{ca} según la norma EN 50575



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618 y TÜV 2Pfg 1169-08.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



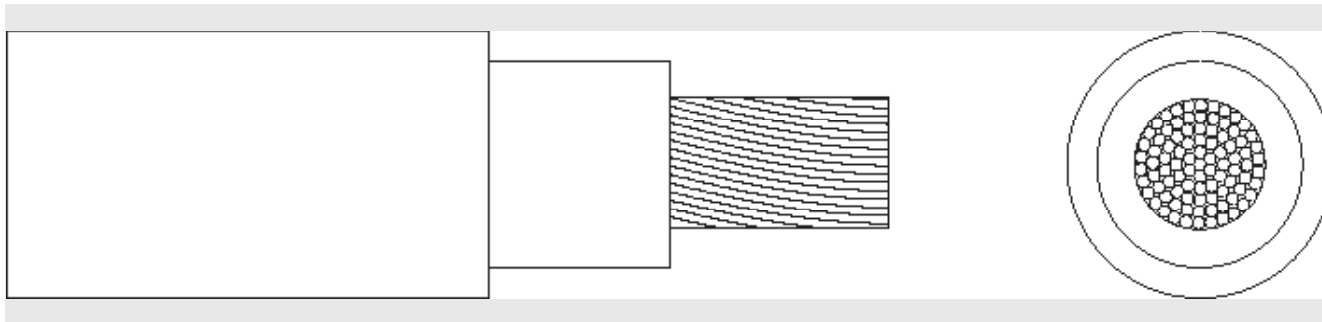
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com



TOPSOLAR PV DUAL ZZ-F/H1Z2Z2-K/PV WIRE

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV, UL y EN.

UL PV WIRE / UL USE-2 / EN 50618 / TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

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

Aislamiento

Goma libre de halógenos (tipo XLEVA según UL / tipo EI6 según TÜV).

Cubierta

Goma (tipo XLEVA según UL / tipo EM16 según TÜV) libre de halógenos.
Color negro.

APLICACIONES

El cable Topsolar ZZ-F/H1Z2Z2-K 600V Dual, certificado TÜV, UL y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie con plenas garantías. Cable con certificado Dual, para los principales fabricantes mundiales de paneles solares y cajas de conexión. Apto para ambientes húmedos y mojados.





CARACTERÍSTICAS



Características eléctricas

BAJA TENSIÓN: 1,5/1,5 1kV · (1,8) kV EN DC
UL2000V



Norma de referencia

UL PV WIRE / UL USE-2 / EN 50618 /
TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502



Certificaciones

Certificados
CE
UL LISTED
TÜV
EN
RoHS



Características térmicas

Temp. máxima del conductor: 120°C.
Temp. máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s).
Temp. mínima de servicio: -40°C



Características frente al fuego

No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1
e IEC 60332-1.
Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC
61034. Transmitancia luminosa > 60%.
Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2
e IEC 60754-2.
Resistencia a la llama UL VW-1.



Características mecánicas

Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



Características químicas

Resistencia a grasas y aceites: excelente.
Resistencia a los ataques químicos: excelente.



Resistencia a los rayos Ultravioleta

Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618,
TÜV 2Pfg 1169-08 y UL 2556.



Presencia de agua

Presencia de agua: AD8 sumergida.



Vida útil

Vida útil 30 años: Según UNE-EN 60216-2



Otros

Marcaje: metro a metro.



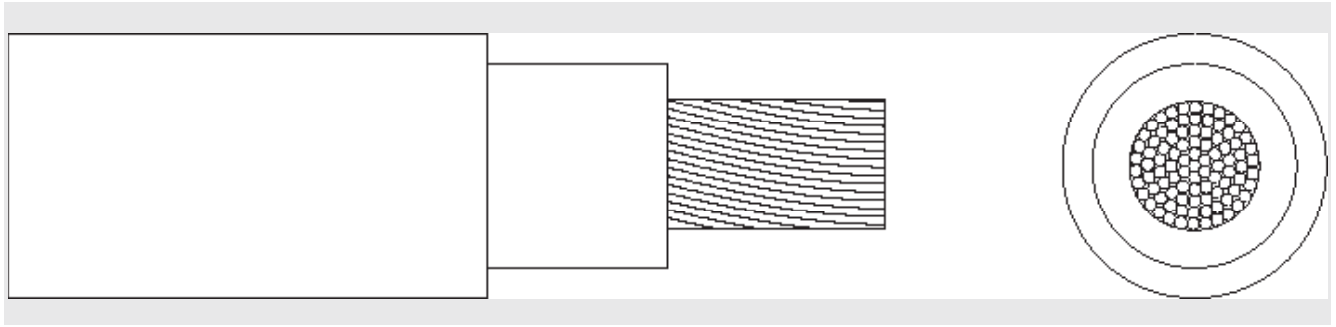
Condiciones de instalación

Al aire.
Enterrado.



Aplicaciones

Instalaciones solares fotovoltaicas.



DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire: Libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 4 (12 AWG)	7,1	83	55	52	44	14,3
1 x 6 (10 AWG)	7,7	104	70	67	57	9,49
1 x 10 (8 AWG)	9,1	159	98	93	79	5,46
1 x 16 (6 AWG)	10,1	218	132	125	107	3,47
1 x 25 (4 AWG)	11,5	309	176	167	142	2,23
1 x 35 (2 AWG)	12,6	404	218	207	176	1,58



Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com