



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de  
46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Valero Castilla, Luis

Tutor/a: Patrao Herrero, Iván

Cotutor/a: Liberos Mascarell, María Antonia

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

## Resumen

En el marco de este proyecto, se aborda el diseño de una central solar fotovoltaica en una extensa parcela de aproximadamente 46,000 metros cuadrados en la provincia de Huelva, con la finalidad de generar y verter energía eléctrica a la red. Los principales objetivos de esta iniciativa incluyen el dimensionamiento del generador fotovoltaico, la elección entre un sistema de montaje de estructura fija o de seguimiento en uno o dos ejes, la selección del equipo comercial más adecuado, el cálculo de la sección del cableado, la implementación de medidas de protección tanto en corriente continua como alterna, calculo frente sobretensiones, un plan de mantenimiento, la elaboración de un presupuesto detallado y la evaluación de su viabilidad económica, así como un itinerario administrativo.

**Palabras clave:** Instalación; Fotovoltaica; Huelva; Inyección a red

## Resum

Dins del marc d'aquest projecte, s'aborda el disseny d'una central solar fotovoltaica en una extensa parcel·la d'aproximadament 46.000 metres quadrats a la província de Huelva, amb la finalitat de generar i abocar energia elèctrica a la xarxa. Els principals objectius d'aquesta iniciativa inclouen el dimensionament del generador fotovoltaic, la selecció entre un sistema de muntatge d'estructura fixa o de seguiment en un o dos eixos, la selecció de l'equip comercial més adequat, el càlcul de la secció del cablejat, la implementació de mesures de protecció tant en corrent continua com alternant, el càlcul de proteccions front sobretensions, un pla de manteniment, l'elaboració d'un pressupost detallat i l'avaluació de la seua viabilitat econòmica, així com un itinerari administratiu.

**Paraules clau:** Instal·lació; Fotovoltaica; Huelva; Injecció a xarxa.

## **Abstract**

Within the framework of this project, the design of a photovoltaic solar power plant on an extensive plot of approximately 46,000 square meters in the province of Huelva is addressed, with the purpose of generating and feeding electrical energy into the grid. The primary objectives of this initiative include sizing the photovoltaic generator, choosing between a fixed structure mounting system or one with one or two-axis tracking, selecting the most suitable commercial equipment, calculating the wiring section, implementing protection measures for both direct and alternating current, calculating overvoltage protection, devising a maintenance plan, preparing a detailed budget, assessing its economic viability, as well as an administrative itinerary.

**Keywords:** Deployment; Photovoltaic; Huelva; Grid injection.

## Índice

1.	Introducción al proyecto .....	5
1.1.	Objetivo del proyecto.....	5
1.2.	Antecedentes .....	5
1.3.	Motivación y justificación.....	7
1.4.	Alcance .....	8
2.	Energía fotovoltaica.....	8
2.1.	La radiación solar.....	8
2.2.	El efecto fotoeléctrico .....	9
2.3.	Tipos de instalaciones fotovoltaicas.....	10
2.3.1.	Instalaciones aisladas de la red .....	10
2.3.2.	Instalaciones conectadas a la red.....	10
2.3.3.	Instalaciones híbridas .....	10
2.4.	La energía fotovoltaica .....	10
3.	Pliego de condiciones técnicas.....	12
3.1.	Datos principales del proyecto.....	12
3.1.1.	Ubicación .....	12
3.2.	Red de baja tensión .....	14
3.2.1.	Módulo fotovoltaico.....	14
3.2.2.	Inversor fotovoltaico .....	16
3.2.3.	AC Box.....	17
3.2.4.	Estructura de soporte de los módulos .....	17
3.2.5.	Cableado de baja tensión .....	19
3.2.6.	Canalizaciones para el cableado.....	20
3.2.7.	Protecciones eléctricas.....	21
3.3.	Red de media tensión.....	23
3.3.1.	Cableado de media tensión.....	23
3.3.2.	Centro de transformación .....	24
3.3.3.	Protecciones eléctricas de media tensión.....	26
3.4.	Monitorización y plan de mantenimiento de la instalación.....	26
4.	Ejecución de los cálculos de la instalación .....	27
4.1.	Diseño instalación fotovoltaica .....	27
4.2.	Cálculos de baja tensión.....	29
4.2.1.	Conexión de módulos solares.....	29

# Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

4.2.2.	Cálculo de las secciones de cableado .....	33
4.3.	Cálculos de media tensión.....	43
4.3.1.	Cálculo de la sección de cableado .....	43
4.4.	Cálculo de la puesta a tierra de la instalación .....	47
4.4.1.	Masas de baja tensión .....	47
4.4.2.	Puesta a tierra del CT.....	49
4.4.3.	Resistencia de puesta a tierra común .....	49
4.5.	Cálculo de protecciones .....	51
4.5.1.	Protecciones en CC.....	52
4.5.2.	Protecciones en CA.....	56
5.	Estimación de la energía producida .....	63
6.	Estudio de rentabilidad .....	68
6.1.	Costo nivelado de la energía (LCOE).....	68
6.1.1.	Estimación de gastos anuales.....	69
6.1.2.	Cálculo del LCOE .....	70
6.2.	Rentabilidad .....	70
6.2.1.	Estimación del precio de venta de la electricidad .....	70
6.2.2.	Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR).....	71
6.2.3.	Cálculo del valor actual neto (VAN).....	73
6.2.4.	Cálculo del periodo de retorno .....	74
7.	Itinerario administrativo.....	75
	Conclusión .....	76
	Bibliografía.....	77
	Anexos .....	79

## Listado de figuras

Figura 1.1 El calentamiento global

Figura 1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero por actividad EU

Figura 1.3 Capacidad anual de energía fotovoltaica en UE

Figura 2.1 El efecto fotoeléctrico

Figura 2.2 Precio del módulo solar anualmente

Figura 2.3 Potencia fotovoltaica en España

Figura 2.4 Energía fotovoltaica de la total generada

Figura 3.1 Ubicación instalación

Figura 3.2 Características físicas modulo fotovoltaico

Figura 3.3 Módulo fotovoltaico utilizado (Jinko Solar)

Figura 3.4 Inversor SG250-HX (Sungrow)

Figura 3.5 Estructura tracker Soltec SF7 Bifacial (Soltec)

Figura 3.6 Sistema de monitorización

Figura 4.1 Corrientes máximas admisibles (Tabla A.52-1 UNE-20.460-5-523)

Figura 4.2 Tabla de coeficientes reductores por agrupamiento

Figura 4.3 Tabla de coeficientes reductores por temperatura

Figura 4.4 Intensidades máximas admisibles

Figura 4.5 Características conductor media tensión

Figura 4.6 Tabla secciones mínimas conductores de protección

Figura 4.7 Parámetros de resistividad del terreno

Figura 4.8 Grafica  $V_{ca, adm}$

Figura 4.9 Grafica fusible 20 A

Figura 4.10 Fusible de 20 A de la marca LittleFuse

Figura 4.11 Grafica interruptor automático 250 A

Figura 4.12 Fusible de 2500 A

Figura 5.1 Pestaña de selección de ubicación

Figura 5.2 Orientación

Figura 5.3 Selección equipos

Figura 5.4 Definición de pérdidas y otros parámetros

Figura 5.5 Resultados

Figura 5.6 Resultados de los 25 años para estructura con seguidor a un eje

Figura 5.7 Resultados de los 25 años para estructura fija

Figura 6.1 Precio anual del mercado eléctrico español

Figura 6.2 Flujo de caja

### **Listado de tablas**

Tabla 3.1: Características catastrales

Tabla 3.2 Coordenadas de la ubicación

Tabla 3.3 Características del inversor

Tabla 3.3 Características del string

Tabla 3.4 Características principales del inversor

Tabla 3.5 Características línea media tensión

Tabla 3.6 Características del transformador

Tabla 3.7: Características del centro de protección y seccionamiento

Tabla 4.1 Características del dimensionamiento de la instalación

Tabla 4.2 Características técnicas del módulo

Tabla 4.3 Características técnicas a la entrada del inversor

Tabla 4.4 Cálculo de las secciones en el segmento AC Box – Inversor

Tabla 4.5 Cálculo de las secciones en el segmento AC Box – Transformador

Tabla 4.6 Segmentos línea de MT

Tabla 4.7 Impedancias de los cables

Tabla 4.8 Corrientes de cortocircuito para cada impedancia

Tabla 4.9 Tiempos de disparo tramo AC Box – CT

Tabla 4.10 Tiempos de disparo tramo inversores – AC Box

Tabla 4.11 Corriente nominal en porcentaje

Tabla 6.1 Costes reemplazo de componentes y de O&M

Tabla 6.2 Flujos de caja

## 1. Introducción al proyecto

### 1.1. Objetivo del proyecto

En este proyecto el objetivo principal trata de averiguar qué tipo de estructura hará más rentable la instalación fotovoltaica de generación para la venta de energía a la Red Eléctrica Española (REE) en una parcela en Aljaraque, Huelva. Se emplearán estudios técnicos, de producción y económicos. La potencia nominal y pico para la instalación dependerá del tipo de estructura escogida y la cantidad de paneles que quepan en la parcela.

### 1.2. Antecedentes

Estamos en un momento crucial donde debemos combatir una de las mayores guerras internas como sociedad: el cambio climático. A diario, el planeta nos envía señales de socorro desde distintos puntos geográficos sobre cambios que se generan. Por ejemplo: los cambios meteorológicos que cada vez complican más la producción de alimentos, el incremento del nivel del mar lo cual pone cada vez más en riesgo de inundaciones devastadoras. Esta en nuestro poder tomar medidas radicales y si no se emplean inminentemente, cada vez será más difícil acostumbrarse a los cambios en el futuro.

Para la existencia de los seres humanos y de millones de otras especies que habitan en el planeta los gases de efecto invernadero (GEI) son esenciales debido a que estos evitan la propagación del calor hacia el espacio exterior, haciendo habitable la Tierra. La industrialización, la deforestación y la agricultura a gran escala han provocado un incremento exponencial de los GEI.

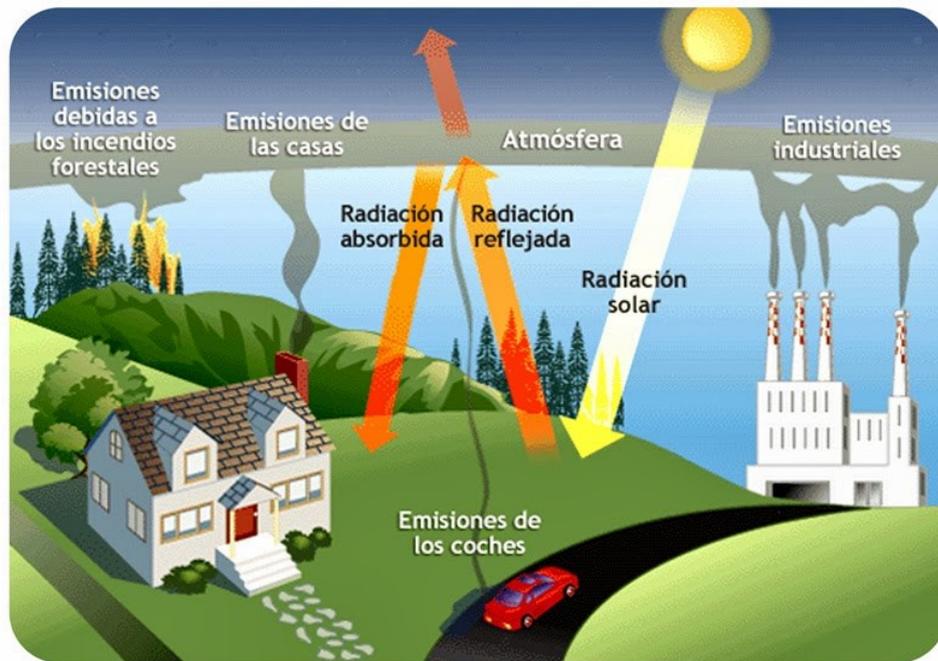


Figura 1.1 El calentamiento global (Ambientologosfera, 2014)

Las Naciones Unidas han publicado un informe que ofrece una visión general con datos científicos sobre el cambio climático. En este se afirma que se podría ralentizar el cambio climático si se produjera una reducción importante de los GEI. Esta reducción mejoraría la calidad del aire rápidamente, aunque

podrían llegar a pasar entre 20 y 30 años para estabilizar la temperatura del planeta. El aumento continuo del nivel del mar es un cambio que no se podrá subsanar hasta dentro de mucho. En este informe también se mencionan las probabilidades de exceder el nivel de calentamiento global de 1,5°C en las próximas décadas y a menos que las emisiones de GEI se reduzcan de inmediato y en grandes medidas, limitar el calentamiento global incluso a 2°C es un objetivo inalcanzable. Entre 1850-1900 a causa de actividades humanas el calentamiento global fue del 1,1°C aproximadamente y en las próximas dos décadas se prevé que supere el 1,5°C el cual generara olas de calor más a menudo, alargara las estaciones cálidas y acortaran las frías. Si el aumento es de 2°C las temporadas de calor alcanzarían tolerancias críticas para la agricultura y la salud.

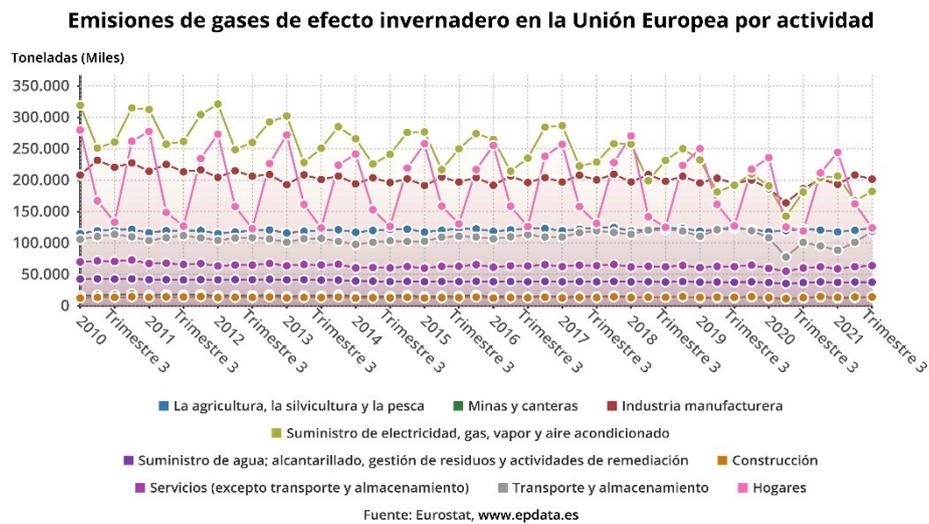


Figura 1.2 Emisiones de gases de efecto invernadero por actividad EU (Epdata, 2023)

Cada vez más el ciclo hidrológico se ve afectado por el cambio climático, se observa en los patrones de precipitación con mayor magnitud de precipitaciones e inundaciones, así como lo contrario. A raíz del aumento de temperaturas, estas generan deshielo del permafrost provocando que las zonas costeras experimenten una subida del nivel del mar provocando erosión costera. También existen cambios en el océano, como el calentamiento y acidificación de este, olas de calor marinas más frecuentes y la rebaja de los niveles de oxígeno, todos relacionados con el impacto humano.

El efecto invernadero ocurre en la superficie de la tierra como forma de calor debido a los gases de efecto invernadero. Podemos imaginar que los gases que atrapan el calor forman una cubierta sobre la tierra y así mantienen el planeta a temperaturas más altas que si esos no existieran. Estos gases están formados por metano, óxidos nitrosos, dióxido de carbono y vapor de agua (este cuando reacciona física o químicamente a los cambios de temperatura, se denomina “retroalimentación”). Esta científicamente comprobado que al existir el dióxido de carbono la atmosfera puede estabilizarse ya que este ayuda a calentar. Si el dióxido de carbono no estuviera presente el efecto invernadero dejaría de hacer su función, provocando que el planeta fuera unos 33°C más frío.

Los gases de efecto invernadero aparecen de forma orgánica y forman parte de nuestra atmósfera. Gracias a estos gases existe la posibilidad de vida ya que las condiciones en la tierra son perfectas.

Parte de estas condiciones perfectas se deben a que el efecto invernadero natural mantiene el planeta a 15°C de media. Aunque en las últimas décadas, el ser humano ha estado actuando de forma poco ética a la hora de producir energía, sobre todo a través de la quema de combustibles fósiles la cual produce cantidades colosales de dióxido de carbono.

### 1.3. Motivación y justificación

La motivación para llevar a cabo un proyecto sobre energía fotovoltaica es la necesidad urgente de reducir las emisiones de GEI y combatir el cambio climático como ya hemos comentado anteriormente. La producción y consumo de energía es una de las principales causas de emisiones de GEI, aumentando la temperatura global.

El uso de la energía solar tiene beneficios adicionales, como la reducción de la contaminación del aire, la conservación de los recursos naturales y la creación de empleos verdes. La justificación para hacer este proyecto sobre energía fotovoltaica es que, aunque existe un gran potencial para su uso, aún hay muchas barreras que impiden su adopción masiva. Estas barreras incluyen la falta de incentivos financieros y la falta de conciencia y educación sobre los beneficios de la energía fotovoltaica.

Un proyecto sobre la energía fotovoltaica puede abordar estas barreras al proporcionar soluciones prácticas y efectivas para la adopción de energía fotovoltaica en diferentes sectores, como la industria, el transporte y los hogares. Además, puede crear conciencia y educación sobre los beneficios y fomentar la colaboración entre los gobiernos, las empresas y las comunidades para hacer la transición hacia una economía más sostenible y resiliente. Desde pequeño me ha gustado mantener el planeta limpio y por esa razón quiero llevar a cabo proyectos que no contaminen. Una gran motivación para avanzar con proyectos como este es la reducción de la dependencia energética, de esta manera podemos llegar a ser independientes energéticamente y así apartar los combustibles fósiles y evitar la volatilidad de los precios del petróleo.

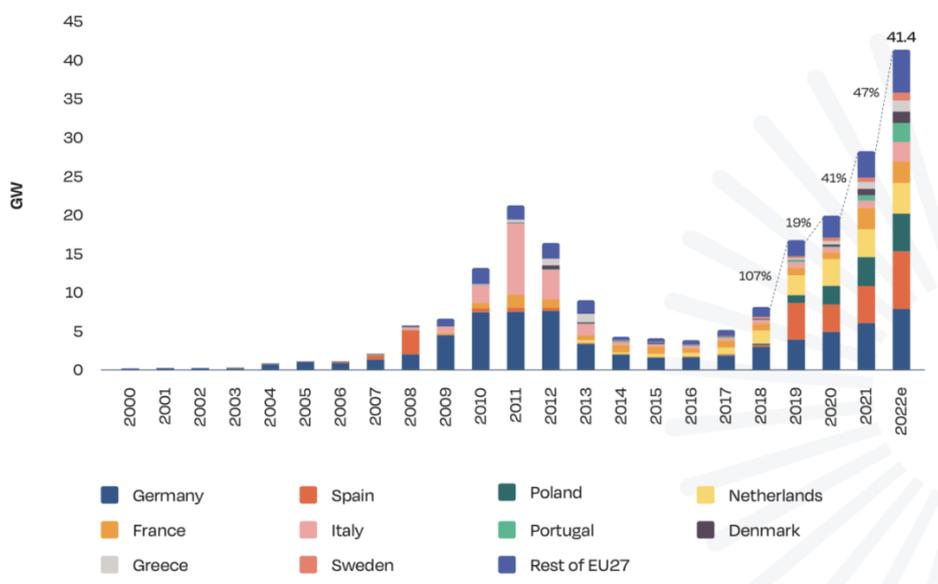


Figura 1.3 Capacidad anual de energía fotovoltaica en UE (Solarpower Europe, 2022)

Con esta grafica podemos observar como con el tiempo el uso de la energía solar se ha incrementado exponencialmente. Cada vez más los propietarios de viviendas unifamiliares los que apuestan por el autoconsumo, acercándose poco a poco a la autosuficiencia.

#### 1.4. Alcance

Para este proyecto se ha escogido una parcela de 46000 m<sup>2</sup> en Aljaraque, Huelva. Solicitaremos el punto de conexión a la compañía eléctrica EDISTRIBUCION Redes Digitales S.L. Unipersonal en la subestación eléctrica de Nuevo Corrale (Aljaraque) la cual transforma de 66/20 kV con dos transformadores de 16 MW cada uno.

El alcance de este proyecto se trata de diseñar y plantear que tipo de estructura va a ser mejor rentable económicamente, también se tendrá que realizar cualquier instalación para interconectar la subestación en el lado de 15 kV del transformador.

## 2. Energía fotovoltaica

### 2.1. La radiación solar

La energía que emite el sol se define como energía solar o radiación solar. La tierra de media recibe  $1,5 \cdot 10^{18}$  kW/hora de radiación solar, esta cantidad de energía es suficiente para el consumo mundial. El sol es una fuente de energía casi infinita de la cual podríamos utilizar durante mucho tiempo. Al llegar a nuestra atmosfera la radiación solar se debilita siendo aproximadamente de 1360 W/m<sup>2</sup>, pero al pasar la atmosfera esta se debilita aún más reduciéndola a 1000 W/m<sup>2</sup>. Este valor es la constante solar que se define como “la cantidad de energía por unidad de tiempo área, que se alcanza sobre una superficie orientada normalmente hacia la dirección de los rayos solares en la atmosfera”.

Existen distintos tipos de radiación solar según como impactan los rayos de sol sobre la tierra:

- Difusa: se desvía debido a la reflexión y difusión en la atmosfera
- Directa: viene desde el sol sin desviarse por la atmosfera
- Albedo: esta proviene de la reflexión en superficies próximas

La radiación que más nos interesa es la directa ya que es la que mayor cantidad de energía transporta para así poder ser transformada vía paneles solares y térmicos. La radiación total es la suma de los tres tipos de radiaciones solares y por ello continuamos recibiendo radiación solar, aunque sean días nublosos.

La radiación solar puede ser transformada mediante dos maneras:

- Generación de calor: Esta forma es más sencilla debido a su simplicidad. Permite aprovechar la energía termo solar calentando el agua y de esta manera poder utilizar agua caliente

sanitaria (ACS) tanto en una vivienda unifamiliar como a nivel industrial, también puede ser reutilizado para la calefacción o climatización.

- Generación de electricidad: Esta forma es la más compleja ya que estos paneles solares utilizan distintos materiales y circuitos eléctricos. Se puede transformar la energía solar directamente a energía eléctrica o la energía solar evapora el agua y luego se turbinan produciendo energía eléctrica.

Las ventajas que tiene la energía solar frente a otros tipos de generadores de energía son:

- Energía limpia, lo que significa que, no contamina mientras genera energía
- Como ya hemos dicho, una fuente infinita
- Bajos costes de instalación y mantenimiento

## 2.2. El efecto fotoeléctrico

Cuando la radiación electromagnética incide en un material y este emite electrones, a esto se le denomina efecto fotoeléctrico. Básicamente transforma la energía lumínica en energía eléctrica. Las ondas electromagnéticas se pueden describir por su longitud de onda y su frecuencia, y se mueven a la velocidad de la luz en el vacío. La luz se puede ver como una corriente de fotones, que tienen una energía y una frecuencia específicas. Cuando la luz golpea una superficie metálica, los electrones pueden ser expulsados de la superficie del metal. Esto se llama efecto fotoeléctrico, y la energía de los electrones expulsados depende de la frecuencia de la luz utilizada. Aunque la luz se comporta como ondas, el efecto fotoeléctrico demostró que también se comporta como partículas separadas llamadas fotones. Este descubrimiento fue sorprendente porque parecía que la luz era tanto una onda como una partícula. La aplicación más grande de este fenómeno es el efecto fotovoltaico, con el cual podemos generar corriente eléctrica en una celda solar.

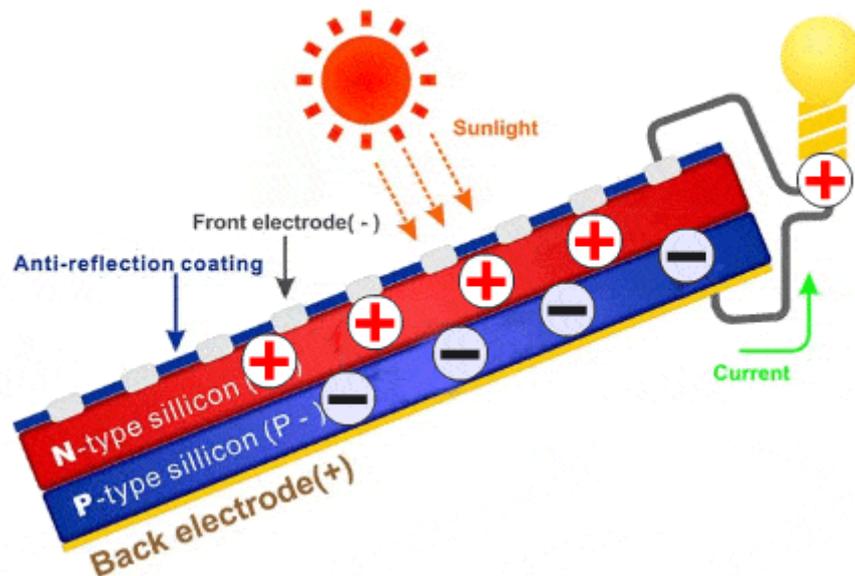


Figura 2.1 El efecto fotoeléctrico (Areatecnologia, s.f.)

El efecto fotoeléctrico produce electrones libres los cuales son las cargas y por otro lado el efecto fotovoltaico que produce corriente eléctrica debido a los electrones libres, estos habiendo sido

liberados gracias al efecto fotoeléctrico. El efecto fotovoltaico ocurre porque las celdas solares están formadas por semiconductores P y N unidos. En la mayoría de las ocasiones estos semiconductores están formados de silicio cristalino, ya que se comportan como conductores eléctricos o aislantes, dependiendo de su estado. En resumen, una parte de la celda solar es una carga negativa (N) y otra una carga positiva (P), al ser unidos, los fotones que inciden transmiten su energía a los electrones del semiconductor (N). Entonces se crea una corriente eléctrica en el circuito externo de la celda ya que obligan a electrones a moverse de la parte N a la P.

Existen diversos tipos de instalaciones fotovoltaicas que se adaptan a las necesidades de distintos entornos geográficas y de consumo de energía. A continuación, se describen tres tipos de instalaciones solares:

### 2.3. Tipos de instalaciones fotovoltaicas

#### 2.3.1. Instalaciones aisladas de la red

Este tipo de instalaciones se utilizan en localidades remotas que no tienen acceso a la red eléctrica pública. Las instalaciones aisladas de la red se utilizan para suministrar energía a instalaciones rurales, iluminar zonas aisladas, proveer telecomunicaciones, señalar áreas mediante balizas o boyas, o bombear agua. Estas instalaciones permiten dos tipos de suministros según el tipo de distribución:

- Sistema centralizado: un sistema unitario de gran alcance que satisface el consumo de un grupo de usuarios. La principal ventaja es la reducción de costos del sistema sin comprometer la calidad del suministro.
- Sistema descentralizado: se refiere a un sistema que se instala individualmente en cada hogar para satisfacer las necesidades de cada uno. A diferencia del anterior, este sistema implica un mayor costo.

#### 2.3.2. Instalaciones conectadas a la red

En esta configuración, la red pública actúa como un receptor infinito de energía, aceptando toda la energía producida por los sistemas fotovoltaicos, tanto en centrales solares como en instalaciones de autoconsumo. Este sistema opera de manera distinta a un sistema aislada, ya que no requiere un sistema de almacenamiento secundario y utiliza un regulador para señalar al inversor la cantidad de energía disponible en los paneles en cada momento (punto de máxima potencia). Además, este tipo de sistema ofrece un beneficio económico adicional: los "huertos solares".

#### 2.3.3. Instalaciones híbridas

Estas instalaciones mezclan los paneles solares con una o varias fuentes de energía auxiliar, como puede ser un motor diésel. Este sistema disminuye la generación de energía del sistema fotovoltaico y es muy poco probable que este se quede sin suministro ya que tiene como "back up" las baterías.

### 2.4. La energía fotovoltaica

En 1953 un estudio sobre el calentamiento global rodeaba el planeta, la población empezó a ser consciente del gran problema que abarcan los combustibles fósiles y su fuente limitada. A partir de ese momento se empezaron a tener más en cuenta las energías renovables. La primera celda fotovoltaica útil fue inventada en 1954 en los Laboratorios Bell y en los Laboratorios del Cuerpo de Señales de EE.UU. Crearon células fotovoltaicas para satélites en órbita terrestre y desde entonces la energía solar

se convirtió en la principal fuente de energía para aplicaciones espaciales. En la década de 1970, el costo de obtener energía solar disminuyó, lo que permitió su uso en lugares remotos.

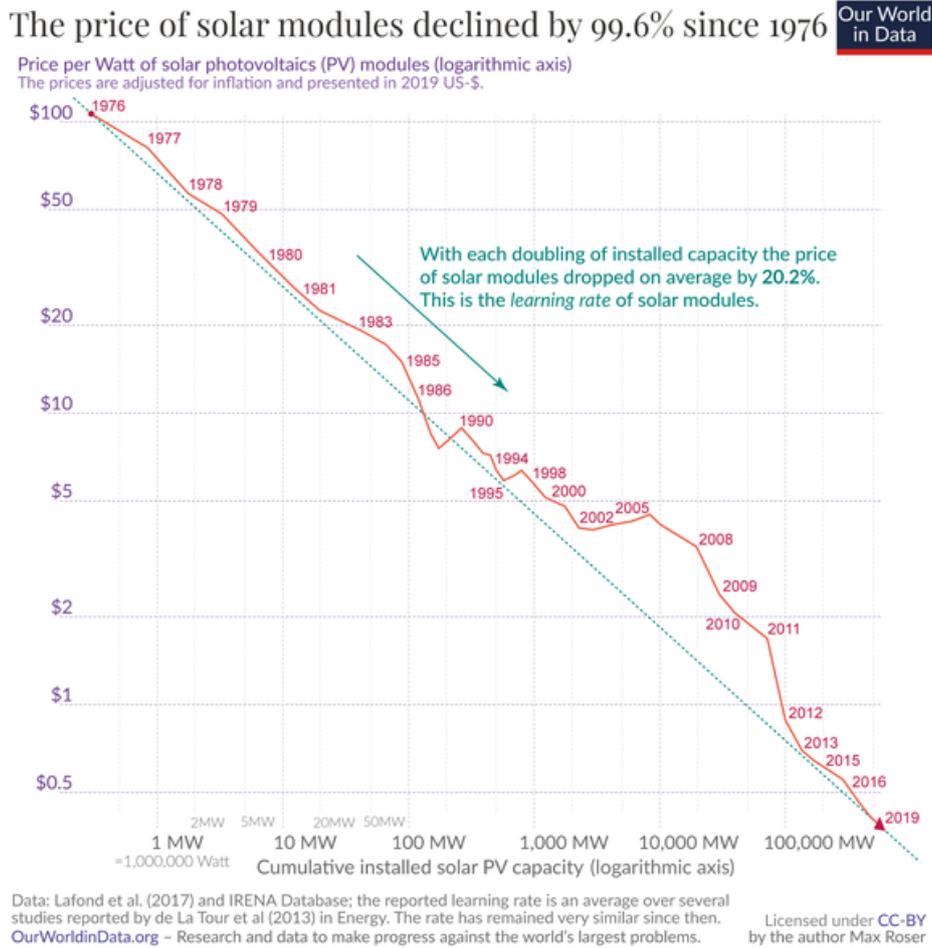


Figura 2.2 Precio del módulo solar anualmente (Ourworldindata.org, 2020)

En 1980, ARCO Solar construyó plantas de energía con paneles solares, lo que resultó en la producción de más de 1 megavatio de módulos fotovoltaicos anualmente. El Departamento de Energía de EE.UU. Terminó de construir el proyecto Solar One (10MW), que utilizaba espejos para concentrar la luz solar y producir calor para generar electricidad. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos mejoró la célula solar haciéndola de fósforo de galio e indio y arseniuro de galio superando una eficiencia del 30%. En el 2000, la capacidad de producción de paneles solares alcanzó los 100 MW por año y poco a poco fue reduciendo su costo de producción con los años como podemos ver en la siguiente figura.

La energía fotovoltaica se ha convertido en una de las mayores energías limpias y sostenibles que está constantemente revolucionando el mercado energético. En los últimos 3 años la capacidad instalada de energía solar se ha triplicado, según datos de la Red Eléctrica Española, pasando de 4.767 MW iniciando 2019 a 15.190 MW finalizando 2021.

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

En 2022, la energía solar fotovoltaica generó un 33% más de energía que el año anterior, lo que la convierte en una de las tecnologías más eficaces para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y disminuir las emisiones de carbono. En la actualidad, la energía solar representa el 8,05% del total de la producción de energía, en comparación con el 3,55% que representaba anteriormente.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que la energía renovable representara el 44% de la oferta global de la energía eléctrica para el año 2040, en comparación con el 26% registrado en 2018. Como podemos observar en la siguiente figura el incremento de potencia solar fotovoltaica instalada desde el 2018 hasta el 2022 ha sido de un sorprendente 315%.

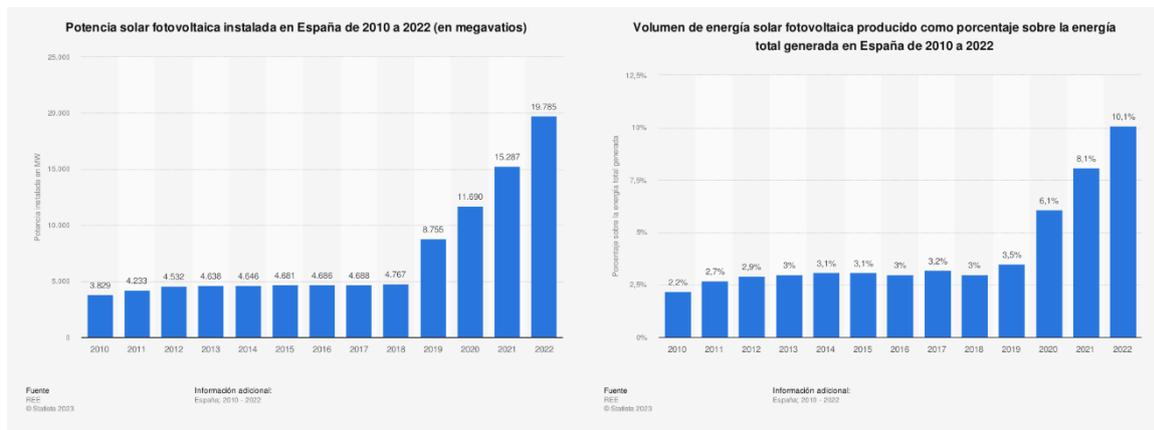


Figura 2.3 Potencia fotovoltaica en España (Statista, 2023) Figura 2.4 Energía fotovoltaica de la total generada (Statista, 2023)

### 3. Pliego de condiciones técnicas

#### 3.1. Datos principales del proyecto

##### 3.1.1. Ubicación

La ubicación de la instalación fotovoltaica que vamos a instalar se encuentra en el término municipal de Aljaraque, provincia de Huelva, España. Los municipios que limitan Aljaraque son Gibraleón (al Norte), Huelva (al Este), Punta Umbría (al Sur), Cartaya (al Oeste). Se localiza a 9 km de la ciudad de Huelva, a una altitud de 35 m sobre el nivel del mar.

La parcela se sitúa al Oeste del término municipal de Aljaraque y actualmente se explota agrariamente.

En la próxima tabla aparece la referencia catastral y otras características importantes para ubicar la parcela.

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

Termino municipal	Polígono	Parcela	Referencia catastral	Superficie (m <sup>2</sup> )
Aljaraque	1	6	21002A001000060000BM	33972
Aljaraque	1	5	21002A001000050000BF	12037

Tabla 3.1: Características catastrales

La parcela está ubicada no muy lejos de la subestación llamada "CARTAYA 15 KV" la cual reduce la tensión de por la cual se verterá energía a través de una línea subterránea de media tensión y más tarde línea aérea de 15 kV.



Figura 3.1 Ubicación instalación (www.googleearth.com)

En la próxima tabla aparecen las coordenadas de la parcela en la que se realizara la instalación:

Sistema de Coordenadas	Meridiano (X)	Paralelo (Y)
	37.279647	-7.056452

Tabla 3.2 Coordenadas de la ubicación

### 3.2. Red de baja tensión

La futura instalación estará compuesta por un sistema generador de electricidad limpio y muy eficiente. Este generador está formado por una interconexión de paneles solares fotovoltaicos los cuales a la salida estarán conectados a unos inversores de potencia de tipo string para cambiar de corriente continua a corriente alterna. Después, estos inversores están conectados a unas cajas de agrupación de corriente alterna (AC Boxes) para agrupar los cables y reducir el número de cables que entran al centro de transformación y así poder realizar la inyección de energía a la red eléctrica satisfactoriamente.

Se ha tomado la decisión de emplear los inversores string en lugar de los inversores centrales convencionales. Esta elección se basa en el hecho de que los inversores string son altamente competitivos en el mercado actual en cuanto a su precio. Además, al distribuir la potencia en múltiples inversores, se minimiza el impacto en caso de fallo, reduciendo cualquier daño potencial en la planta. Asimismo, la presencia de varios inversores facilita el monitoreo y la detección de fallos o malfuncionamientos en los equipos. También se instalarán cualquier tipo de protecciones requeridas por estos proyectos.

A la salida de las AC Boxes estarán conectadas un transformador de 3 MVA de potencia y una relación de transformación de 0,8/15 kV el cual se encargará de incrementar la tensión desde 800 V y elevarla a 15 kV para luego poder ser transportada a la subestación "Cartaya". Se utiliza un transformador de 3 MVA ya que nuestra instalación transportara un máximo de 2,75 MW de potencia según los inversores proyectados.

#### 3.2.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico transforma la energía solar en electricidad produciendo corriente continua. A partir de un grupo de paneles solares en serie se conectan varios grupos de estos a un inversor fotovoltaico.

Para este proyecto se han seleccionado módulos solares de silicio monocristalino modelo JINKO JKM-570N-72HL4-BDV, con 570 Wp de potencia pico que está compuesto por 144 células del fabricante JINKO SOLAR, este estos son unos de los mejores paneles solares del mercado. Además, disponen de tecnología bifacial para alcanzar mayores niveles de eficiencia. Se escogen estos módulos fotovoltaicos ya que el programa utilizado en el apartado 5 nos indica que son los mejores del momento para nuestras condiciones. Emplean una tecnología bifacial para maximizar su rendimiento además son de una marca reconocida mundialmente y en caso de fallo del módulo podría recurrirse a la garantía, lo que aporta mayor seguridad al proyecto.

Mechanical Characteristics	
Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm , (-): 200mm or Customized Length

Figura 3.2 Características físicas módulo fotovoltaico

El panel solar utiliza una lámina de vidrio ultra transparente con bajo contenido de hierro para una alta eficiencia en la captura de luz solar. Las células solares están encapsuladas con EVA para una protección duradera. El marco resistente de aluminio anodizado ofrece resistencia al viento y facilita el montaje.

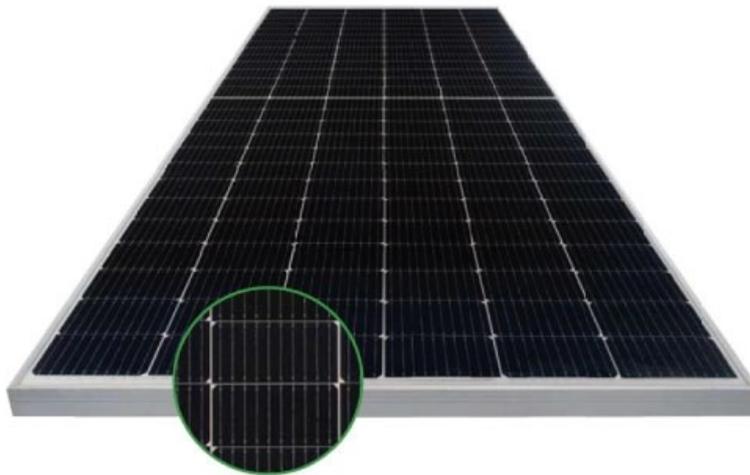


Figura 3.3 Módulo fotovoltaico utilizado (Jinko Solar)

Dentro de cada módulo, hay instalados hasta 6 diodos bypass con el fin de evitar el efecto “hot spot” y prevenir así posibles averías de las células y sobrecalentamientos parciales de los circuitos.

Los módulos están fabricados según la normativa vigente en Europa, certificados bajo IEC61215 (2016), IEC61730 (2016), UL1703, TUV, IEC, CE, y dotados con el sello de calidad y homologado en su fabricación.

En esta instalación utilizaremos 5616 módulos fotovoltaicos en total que estarán repartidos en 216 strings de 26 módulos cada uno. La realización de los cálculos aparece en el apartado 4.1.

### 3.2.2. Inversor fotovoltaico

Se define un inversor fotovoltaico como un aparato electrónico de potencia que transforma la corriente continua (que procede de los módulos fotovoltaicos) en corriente alterna para poder conectarla a la red eléctrica a la frecuencia y tensión eficaz que corresponda.



Figura 3.4 Inversor SG250-HX (Sungrow)

Este proceso ocurre mediante un tipo de onda sinusoidal pura que debe evitar armónicos en la línea establecidos por el pliego de condiciones técnicas de red eléctrica a la que se vierte, a la vez que sincroniza la frecuencia de red para que el sistema y la red trabajen sincronizados.

Además, el inversor también se encarga del seguimiento del punto de máxima potencia del módulo con el fin de maximizar la producción de energía, para ello opera automáticamente controlando el arranque y la parada conjuntamente con el sistema de monitoreo de máxima potencia (MPPT).

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Tensión máxima de entrada	1500 V
Máxima corriente de entrada por MPP	30 A

Número de entradas MPP independientes	12
Máximo número de entradas por MPPT	2
Tensión nominal de salida	800 V
Máxima potencia de salida	250 KW

---

Tabla 3.3 Características del inversor (spa.sungrowpower.com, 2023)

Para este proyecto se utilizarán inversores Sungrow con el modelo SG250HX. La salida de los inversores de potencia es trifásica para poder operar con una conexión a red de 50 HZ. Los inversores esta adaptados a la protección contra el funcionamiento en isla, la regulación de potencia activa y reactiva y el sistema de refrigeración.

Los inversores cumplen con la normativa establecida en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión.

En el diseño de esta instalación se decide optar por una opción con varios inversores en vez de un único inversor central. El motivo de esta elección es que, al utilizar más de un inversor en el caso de una avería, la instalación seguiría generando energía y solo una pequeña parte de la energía se desaprovecharía. En esta instalación se utilizarán 11 inversores de 250 kW que en total sumarán una potencia máxima de 2,75 MVA, estos cálculos se muestran en el apartado 4.1.

### 3.2.3. AC Box

Para reducir el número de conductores que alimentan el centro de transformación se utilizaran unas cajas de agrupación de corriente alterna, las cuales agruparan 3 o 4 inversores a un solo cable. Estas AC Box también se emplean para hacer la instalación más segura ya que se pueden utilizar como protección debido a los fusibles y el seccionador que van incorporados.

### 3.2.4. Estructura de soporte de los módulos

Existen diferentes tipos de estructuras para módulos fotovoltaicos. En este proyecto se van a estudiar estructura fija y estructura con un eje de seguimiento, a continuación, se muestran los detalles:

La primera opción es una estructura fija, en la cual los paneles solares se montan estáticamente sin seguir la trayectoria del sol a lo largo del día. Estas estructuras, debido a su simplicidad y menor costo de instalación, requieren menos mantenimiento a largo plazo al no tener componentes móviles.

Por otro lado, una opción más eficiente es utilizar una estructura con seguidor solar, la cual sigue la trayectoria del sol para maximizar la producción de energía al mantener los paneles siempre orientados de forma óptima. Este tipo de estructura aprovecha la radiación solar difusa y también ayuda a extender la vida útil de los paneles. Aunque suelen ser más costosas, son preferibles en instalaciones comerciales o a gran escala debido a su mayor rendimiento y capacidad de generación de energía.



Figura 3.5 Estructura tracker Soltec SF7 Bifacial (Soltec)

Como hemos podido comprobar con el programa PVsyst en el apartado 5, un tipo de estructura fija generaría mucha menos energía que al usar un seguidor por lo que se decide utilizar el seguidor que se menciona a continuación.

El seguidor a un eje azimutal: dentro de todas las posibilidades de estructuras “tracker”, se ha elegido el SF7 Bifacial de la marca Soltec, los seguidores son de las partes más importantes de la instalación. Un seguidor es un dispositivo mecánico capaz de orientar los módulos para que la radiación solar incida lo más cerca de 90 grados posible.

Los trackers tienen un eje Norte-Sur (orientación 0º) con seguimiento Este-Oeste para intentar captar un mayor número de horas solar pico.

La cimentación de los seguidores será hincas de acero galvanizado fijadas al suelo, con profundidad de entre 1,5 y 2 metros de acuerdo con el terreno.

Debido al diseño de los trackers, este facilita el montaje, mantenimiento, desmantelamiento y el cambio de módulos. Para evitar la transmisión de cargas al seguidor los materiales de las fijaciones de los módulos reducen las dilataciones térmicas.

Estos seguidores están hechos de acero de alta resistencia, acero galvanizado en caliente G90 y pueden montar paneles de 60, 72 y 78 células.

Para que el diseño de los seguidores cumpla con los factores de seguridad especificados en las normativas locales e internacionales y también poder cumplir con los datos técnicos indicados a continuación:

- Los paneles solares se instalarán en trackers que resistirán 2 filas de 26 módulos en posición vertical, es decir que el largo de los paneles sea perpendicular al eje y tendrá 11 metros de distancia de eje a eje entre los seguidores.
- Para adaptarse a las normas ISO para que tengan un ciclo de vida mínima de 35 años estarán forjados de acero galvanizado en caliente y tendrán un grosor suficiente.

- Como se ha mencionado anteriormente los seguidores tendrán unas hincas estándar fijadas de 1,5m de largo a 2m de profundidad.
- Para evitar la corrosión los elementos de sujeción (tornillos, tuercas, pernos, etc.) también tendrán que estar galvanizados.
- El material utilizado requiere que resistan la exposición a temperaturas ambiente de entre -20°C y 50°C.

En el apartado de Anexos aparecen el resto de los datos dentro de la ficha técnica

### 3.2.5. Cableado de baja tensión

Cada uno de los cables estará meticulosamente diseñado para asegurar una capacidad de corriente máxima en condiciones de servicio continuo, así como una máxima caída de tensión admisible y corriente de cortocircuito durante la fase de actuación de las protecciones. Además, los cables contarán con un nivel de aislamiento adecuado en función de los niveles de tensión de la red, los niveles de tensión generados y el sistema de puesta a tierra escogido. Específicamente, el grado de aislamiento de los cables, tanto en corriente continua como alterna, 1,0 kV.

El dimensionamiento de los cables de corriente continua y corriente alterna se llevará a cabo de tal forma que las pérdidas por caída de tensión no superen el 1,5%, lo cual quiere decir que se mide desde los paneles solares hasta la entrada del centro de transformación.

En esta instalación todos los conductores serán compatibles con su uso al aire, enterrados o a la intemperie, según las normas UNE 21123. Asimismo, todos los terminales utilizados para el enlace de los cables serán compatibles con el material del que estén fabricados los cables, en este caso de cobre, así como los cuadros eléctricos correspondientes.

#### Tramo CC: Cableado entre módulos

En los propios paneles solares vienen incorporados cables de 4 mm<sup>2</sup> de diámetro y de 400 mm de largo para interconectar los strings de paneles. Estos cables son unipolares blandos flexibles, con los conductores de cobre y están aislados con polietileno reticulado (XLPE) aparte de tener una cubierta de PVC. Además, vienen incluidos conectores MC4, con su respectivo lado positivo (macho) y lado negativo (hembra).

#### Tramo CC: Salida del string – Inversor

Los paneles solares tendrán una entrada del string y una salida conectados al inversor, para este tramo se usarán cables de cobre de 4mm<sup>2</sup> de la marca General Cable el modelo Exzhellent Class Solar H1Z2Z2-K el cual está libre de halógenos. La sección de este tramo está calculada en el apartado 4.2.2.

Este cableado está pensado para instalaciones fotovoltaicas de generación de gran tamaño.

#### Tramo CA: Inversor – AC Box

Este segmento de corriente alterna une la salida del inversor con la entrada de los AC Boxes para así agrupar los cables. Para este tramo utilizaremos cables de cobre RZ1-K (AS) modelo Exzhellent Compact diseñados específicamente para instalaciones fotovoltaicas. Utilizaremos las secciones de 95, 120, 150, 185 y 240 mm<sup>2</sup> las cuales están calculadas en el apartado 4.2.2. En los anexos se incluye la ficha técnica para este cable.

#### Tramo CA: AC Box – Transformador

Este cableado conecta la salida de los AC Boxes con el transformador de 800 V a 15 kV y utilizaremos el mismo cable de cobre para este tramo que para el anterior, pero incrementando las secciones ya que son distancias más largas y transportan más potencia, e incrementando el número de conductores por fase. Estas secciones serán: 185 mm<sup>2</sup> para el tercer AC Box y 240 mm<sup>2</sup> para los demás, estas secciones son calculadas en el apartado 4.2.2.

#### 3.2.6. Canalizaciones para el cableado

En este proyecto existen dos tipos de canalizaciones, de BT y de MT, que se mencionan seguidamente:

##### Canalizaciones de Baja Tensión

Desde el centro de transformación, se extenderán las líneas de suministro eléctrico hacia los inversores distribuidos en la planta fotovoltaica y situados en la estructura.

Estas líneas serán canalizadas superficialmente a lo largo de su trayecto. Los cables utilizados serán encauzados dentro de una tubería de PVC corrugado de doble capa reforzado con un diámetro nominal de 160 mm, colocada a una profundidad de 50 cm.

##### Canalizaciones de Media Tensión

Se plantea la necesidad de realizar una canalización para la línea de transmisión de energía de media tensión, que se extiende desde la instalación de energía solar hasta la celda de MT de la línea situada en el centro de seccionamiento, protección y medición.

Esta canalización consistirá en una zanja de dimensiones 600x1000 mm, equipada con dos tubos de PVC corrugado de doble capa reforzado con un diámetro nominal de 160 mm para la línea eléctrica, incluyendo un tubo adicional como reserva, y un tercer tubo de características similares con un diámetro nominal de 90 mm para los conductores de comunicación. Estos tubos se colocarán sobre una capa de tierra con una altura de 50 cm, y el resto de la zanja se rellenará con material proveniente de la excavación, debidamente compactado. A una distancia de 10 cm desde la superficie, se instalará una banda de señalización para advertir sobre el riesgo eléctrico, y el acabado superior se ajustará al tipo de pavimento previsto.

En caso de que la canalización cruce áreas de tránsito vehicular, como los accesos a la estación de transformación, los tubos se apoyarán sobre una base de hormigón con un espesor de 40 cm, mientras que el resto de la zanja se rellenará siguiendo el mismo procedimiento mencionado anteriormente.

### 3.2.7. Protecciones eléctricas

De forma general, la instalación debe contar con las siguientes protecciones en cumplimiento con el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre:

- Interruptor general manual: se utilizará un interruptor automático con capacidad de cortocircuito mayor a la especificada por la compañía eléctrica en el punto de conexión. Este disyuntor estará alcanzable en todo momento para que la compañía eléctrica pueda realizar desconexiones manuales cuando sea necesario.
- Interruptor diferencial automático: se instalará con el objetivo de proteger a las personas en caso de que ocurra alguna derivación en cualquier componente de la parte continua del sistema.
- Interruptor automático: se utilizará para realizar automáticamente la conexión o desconexión del sistema fotovoltaico en caso de que se produzca una pérdida de tensión o frecuencia en la red eléctrica. Además, se empleará un relé junto a este interruptor.
- Protección para la frecuencia máxima y mínima de interconexión (51 y 49 Hz, respectivamente), así como para la tensión máxima y mínima (1,1 y 0,85 veces el valor nominal de la tensión, respectivamente).

Las protecciones y los cuadros de conexión de este proyecto sirven para asegurar la seguridad y que no se dañen los equipos al producirse un fallo. Teniendo en cuenta las tensiones de operación habituales en la instalación, se emplearán las medidas necesarias en sus componentes para que no exista el contacto directo con las partes activas de los equipos.

Los métodos que se utilizarán, a menos que se indique lo contrario, estarán descritos en la norma UNE 20.460-4-41 y serán los siguientes:

- Aislamiento como protección de las partes activas.
- Uso de barreras o envolventes como protección.
- Implementación de obstáculos como protección.
- Alejamiento para colocar las partes fuera del alcance.
- Complementariedad de la protección mediante dispositivos de corriente diferencial residual.

Con el fin de prevenir las consecuencias de un posible contacto indirecto, no se permitirá un acceso directo a las conexiones, y los materiales utilizados deberán cumplir con las siguientes especificaciones:

- Módulos fotovoltaicos: Las bornas de conexión estarán ubicadas en el interior de cajas con tapas atornilladas, y contarán con el aislamiento normalizado correspondiente en la entrada de cables.
- Tendrán un nivel de aislamiento Clase II.

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

- Cajas de conexión del campo de paneles: Las bornas estarán situadas en el interior de la caja con tapa atornillada, y contarán con el aislamiento normalizado en la entrada de cables.
- Serán de doble aislamiento, resistentes a las condiciones climáticas, y cumplirán con un grado de aislamiento mínimo de IP65, además de ser resistentes a la radiación UV.
- En todos los casos, se utilizarán cables de doble aislamiento RZ1-K 0.6/1kV CA y 1/1,8kV CC de acuerdo con la norma UNE 21123.
- Inversor: Las bornas de conexión estarán en el interior con una tapa atornillada para acceder a ellas, y la entrada de cables se realizará mediante prensaestopas.

Las AC Boxes incluyen:

- Un fusible por inversor: Para proteger frente a sobre corrientes.
- Interruptores automáticos: Uno en cada salida del AC Box.
- Seccionador manual: En cada salida de las AC Boxes habrá un seccionador.

Los cálculos que determinan el calibre de cada elemento se realizan en el apartado 4.5.2.

### Sistema de puestas a tierra

Dentro de las zanjas se utilizará cable desnudo de cobre para las masas de BT. Este cable cumplirá la función de electrodo de puesta a tierra, al cual se conectarán los diferentes conductores de puesta a tierra. Los cálculos para las resistencias de las masas de puestas a tierra están en el apartado 4.4.

Con el fin de asegurar la equipotencialidad, se realizará una conexión eléctrica entre las estructuras de los módulos de cada una de las filas. En los inversores, en la entrada (CC) y la salida (CA) se conectarán al electrodo de puesta a tierra que se sitúan en la zanja.

En el caso de las instalaciones de baja tensión, como los sistemas auxiliares, se implementará un sistema de puesta a tierra que será independiente, aunque será obligatoriamente independiente de la red de puesta a tierra de los componentes fotovoltaicos.

### Características y configuración de la planta solar

La configuración de los paneles será de 26 módulos en serie por string demostrado en el apartado 4.2. Las características de cada string son:

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia pico instalada	14,82 kWp
Corriente de cortocircuito	14,25 A
Corriente en el punto de máxima potencia	13,48 A
Tensión en el punto de máxima potencia	1099,5 V
Tensión de circuito abierto	1327,8 V

Tabla 3.3 Parámetros del string

En la ficha de características del inversor indica que este inversor puede llegar a tener hasta 24 strings, aunque en este caso la mayoría de los inversores albergarán entre 19 y 20 strings.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia pico instalada	296,4 kWp
Corriente de cortocircuito	285 A
Corriente en el punto de máxima potencia	269,6 A
Tensión en el punto de máxima potencia	1099,5 V
Tensión de circuito abierto	1327,8 V

Tabla 3.4 Características principales a la entrada del inversor

### 3.3. Red de media tensión

La planta solar de Aljaraque produce energía mediante módulos solares que producen la energía en corriente continua y mediante el uso de inversores se convierte en corriente alterna, pero antes de poder verterá la a la Red Eléctrica es necesario incrementar su tensión con un único transformador desde 800 V hasta los 15 kV. El centro de transformación ira conectado a través de una línea subterránea de media tensión.

#### 3.3.1. Cableado de media tensión

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Tensión de la línea	15 kV
Potencia a evacuar	3 MVA
Longitud	385 m
Montaje	Tubo corrugado de 160 mm de diámetro
Frecuencia	50 Hz
Tipo de cable	RH5Z1 (S) Al

Tabla 3.5 Características línea media tensión

#### Trazado

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

Esta línea subterránea de MT de 15 kV une el transformador de 3 MVA y el punto de conversión A/S para que pueda evacuar por una línea aérea hacia la subestación de Cartaya.

### Cableado

El cable empleado para la línea de MT será el RH5Z1-OL de aluminio del fabricante M.T. Energía. Este cable está adaptado según las normas de Endesa UNE 211620.

Este cable es resistente al agua, es libre de halógenos, tiene una baja corrosividad de gases también tendrán una pantalla semiconductora, con pantalla metálica, unipolares de aluminio y con aislamiento XLPE. Este cable es perfecto para proyectos fotovoltaicos medianos y grandes. La tensión nominal del cable es de 12/20 kV y tiene un grado de aislamiento de 24 kV y evacua la potencia en 15 kV. El cable tendrá 20 m de longitud con una sección de 95 mm<sup>2</sup>, esta sección es calculada en el apartado 4.3.1.

### 3.3.2. Centro de transformación

Existirá un único transformador para toda la instalación. La potencia del transformador será de 3 MVA y tendrá una relación de transformación de 0,8/15 kV. El propósito es incrementar la tensión desde 800 V generados por los inversores hasta alcanzar los 15 kV necesarios para el circuito de conexión. Este nivel de tensión es esencial para transportar la energía eléctrica de manera efectiva hasta el punto de conexión designado y autorizado por la distribuidora eléctrica.

En este caso hemos optado por el transformador dieléctrico líquido natural biodegradable tipo ORGANIC de la marca Ormazabal.

<b><u>Parámetro</u></b>	<b><u>Valor</u></b>
Potencia (MVA)	3
Tipo de conexión	DYn11
Tensión nominal del lado de baja tensión (kV)	0,8
Tensión nominal del lado de alta tensión (kV)	15
Fase	Trifásico
Tensión de cortocircuito (%)	6.0
Peso estimado (kg)	6.989
Pérdidas totales (kW)	23.800
Método refrigeración	ORGANIC (KNAN)

Frecuencia (Hz)	50
-----------------	----

Tabla 3.6 Características del transformador

#### Características del centro de seccionamiento y protección

Se instalará una caseta de hormigón prefabricada la cual tendrá en su interior un transformador de tipo exterior, un centro de seccionamiento y protección. Este contendrá celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE-EN 60298. El centro de seccionamiento es un grupo de dispositivos eléctricos que incluyen un conjunto de celdas y aparataje eléctrica de protección y corte. Tiene como tarea unir la Red Eléctrica con la instalación fotovoltaica y su objetivo principal es separar la instalación de la red en el caso de una avería o incidencia.

Al existir un único centro de transformación, para poder desempeñar las operaciones de explotación y mantenimiento este incluirá las celdas de protección y control requeridas.

<b><u>Parámetros</u></b>	<b><u>Valor</u></b>
Tipo	2LV (2 celdas de línea + 1 protección)
Aislamiento	SF6
IP	523
Numero de fases	3
Frecuencia nominal	60
Tensión en servicio (kV)	15
Corriente asignada (A)	400
Intensidad de corta duración (kA)	16
Duración de corriente continua admisible (s)	1

Tabla 3.7: Características del centro de protección y seccionamiento

Utilizaremos el centro de seccionamiento y protección el modelo cgmcosmos de la marca ORMAZABAL con su caseta prefabricada cms.21 la cual tiene un grado de protección IP23D y sus características físicas son:

<b><u>Parámetros</u></b>	<b><u>Valor</u></b>
Longitud (mm)	2305

Anchura (mm)	1370
Altura (mm)	2496
Altura vista (mm)	1920
Peso máximo apartamento incluida (kg)	5000

Tabla 3.8: Características de la caseta prefabricada

### 3.3.3. Protecciones eléctricas de media tensión

Las protecciones de la instalación tienen que estar diseñadas para cumplir el artículo 11 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, según dice:

1. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um (tensión nominal), respectivamente).

Además, los equipos instalados en este proyecto también incluyen sus propias protecciones,

### 3.4. Monitorización y plan de mantenimiento de la instalación

Para asegurar un control óptimo del estado y rendimiento de una planta solar, es necesario implementar un sistema de monitorización de los propios inversores Sungrow. Este sistema, a través de una red de comunicaciones, recopila datos esenciales de los inversores, como producción, intensidad, voltaje y rendimiento. En caso de algún percance en la instalación este lo detectara y comunicara inmediatamente.

Además, una estación meteorológica provee información sobre radiación solar, temperatura, humedad y velocidad del viento, lo cual permite evaluar el rendimiento real de la planta. Estos datos son transmitidos a una ubicación remota, facilitando su supervisión. Para proteger la integridad de los datos, se utiliza una línea diseñada para resistir interferencias y ruidos externos. Asimismo, cualquier alarma que se produzca es notificada inmediatamente al personal encargado del mantenimiento para tomar las medidas correspondientes.



El cálculo para averiguar el número de paneles necesarios se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{\text{potencia pico total}}{\text{potencia pico panel}} \quad (1.2)$$

Donde:

- Potencia pico total: 3201 kWp
- Potencia pico del panel utilizado: 570 Wp

Por lo que,

$$N.^{\circ} \text{ de módulos} = 5615,79 \text{ módulos}$$

Es de extrañar que en la ecuación anterior se reciba un valor divisible por 26, así que seguramente quede un string incompleto. Con el fin de calcular la cantidad de strings, se utilizará el resultado obtenido en la fórmula (1.2) (redondeando al alza) y se dividirá por la cantidad de paneles máximos por serie (en este caso 26). De este modo para el cálculo de la cantidad de strings:

$$N.^{\circ} \text{ strings} = \frac{n^{\circ} \text{ módulos}}{n^{\circ} \text{ módulos por string}} \quad (1.3)$$

$$N.^{\circ} \text{ strings} = \frac{5616}{26} = 216 \text{ strings}$$

Una vez calculado el número de strings lo redondeamos al alza y utilizamos la próxima ecuación:

$$N.^{\circ} \text{ de módulos} = 216 \cdot 26 = 5616 \text{ módulos}$$

Realizados ya los cálculos del número de strings y módulos a emplear procedemos al cálculo de la cantidad de inversores.

Observando las características técnicas del inversor en la ficha técnica (mostrada en los anexos), el inversor tiene 12 entradas, por lo que podrían estar conectados hasta 24 strings, pero las regulaciones de la Red Eléctrica Española requieren que la instalación fotovoltaica tenga la posibilidad de suministrar energía reactiva si es necesario. Esto implica incrementar el número de inversores, por lo que todos los inversores cubrirán menos potencia en corriente continua, reduciendo así el número de strings. Por lo tanto, se estipula que cada inversor gestionara alrededor de 20 strings.

Por lo que utilizando la siguiente ecuación y asumiendo 20 strings por inversor determinaremos el número de inversores:

$$N^{\circ} \text{ inversores} = \frac{n^{\circ} \text{ strings}}{n^{\circ} \text{ máximo strings por inversor}} \quad (1.4)$$

Teniendo en cuenta que:

- N.º de strings: 216
- Numero de strings a conectar por inversor: 20

Resultando en:

$$N.º \text{ de inversores} = 10,8 \text{ inversores}$$

Se redondea al alza determinando así el número total de inversores, 10 inversores de la instalación tendrán cada uno unos 20 strings conectados y el ultimo inversor tendrá 19 strings conectados.

Resumen de las características de la instalación:

<u>Parámetro</u>	<u>Valor</u>
Potencia pico en CC (kW)	3.201
Potencia en CA (kW)	2.750
N.º de módulos por string	26
N.º de strings por inversor	19/20
N.º de módulos totales	5616
N.º de inversores totales	11

Tabla 4.1 Características del dimensionamiento de la instalación

## 4.2. Cálculos de baja tensión

### 4.2.1. Conexión de módulos solares

Para validar la selección del conjunto de equipos (26 paneles por cadena), se realizará una verificación basada en dos criterios: la intensidad y la tensión.

En las próximas tablas se encuentran los datos técnicos extraídos de sus fichas técnicas del módulo y del inversor a utilizar:

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Potencia máxima	570 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia (MPPT)	42,29 V
Tensión de circuito abierto	51,07 V
Intensidad en el punto de máxima potencia	13,48 A
Intensidad de cortocircuito	14,25 A
Rendimiento del modulo	22,07%
Temperatura de operación	-40 °C ~ +85 °C
Coefficiente de variación de la potencia con la temperatura	-0,30%/°C
Coefficiente de variación de la tensión con la temperatura	-0,25%/°C
Coefficiente de variación de la intensidad con la temperatura	0,046%/°C
Temperatura de operación nominal de la célula	45±2°C
Factor Bifacial	80±5%

Tabla 4.2 Características técnicas del módulo

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
Voltaje máximo a la entrada	1500 V
Corriente máxima por MPPT	30 A
Corriente máxima de cortocircuito por MPPT	50 A
Rango de operación en el punto de máxima potencia	500 V – 1500 V
Voltaje nominal	1160 V

Número de entradas independientes del punto de máxima potencia	12
Máximo Número de entradas por cada MPPT	2

Tabla 4.3 Características técnicas a la entrada del inversor

➤ Comprobación por intensidad

En esta etapa, se asegurará que la máxima intensidad presente en el huerto solar sea siempre menor a la máxima intensidad de admisión del inversor. Para lograr esto, se tomará en consideración el coeficiente de corrección de la intensidad de cortocircuito, el cual se especifica en la hoja técnica del panel solar y proporciona un porcentaje del aumento de la corriente por cada grado de aumento de temperatura en relación a las condiciones STC.

$$I_{MAX} = N^{\circ}strings \cdot I_{sc} + \left( \frac{K_{sc} \cdot I_{sc} \cdot N^{\circ}strings \cdot (T_{MAX} - 20^{\circ}C)}{100} \right) \quad (2.1)$$

Siendo:

- N.º de strings en paralelo mayor: 20
- I<sub>sc</sub> (Intensidad de cortocircuito): 14,25 A
- K<sub>sc</sub> (Coeficiente de variación de la intensidad con la temperatura): 0,046 %/°C
- T<sub>MAX</sub> (Temperatura máxima del módulo): 85°C

$$I_{MAX} = 293,52 \text{ A}$$

$$I_{MAX, INV} \geq 1,25 \cdot I_{MAX}$$

$$I_{MAX, INV} \geq 1,25 \cdot 293,52 \text{ A}$$

$$I_{MAX, INV} \geq 366,90 \text{ A}$$

A partir de la intensidad máxima por punto de máxima potencia y el número de seguidores del punto de máxima potencia se calcula la corriente máxima de entrada al inversor se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_{MAX, INV} = I_{MAX, MPPT} \cdot N^{\circ}MPPT$$

Siendo:

- I<sub>MAX, MPPT</sub>: 50 A
- N.º de MPPTs: 12

$$I_{MAX, INV} = 600 \text{ A}$$

Se verificará que el producto de la formula (2.1) sea menor que la intensidad de admisión del inversor, por lo que:

$$I_{MAX,INV} \geq I_{MAX}$$

➤ Comprobación por tensión

El propósito de esta evaluación es comprobar que el voltaje de entrada al inversor cumple con los requisitos, siendo menor que la tensión máxima permitida y superior que la tensión mínima exigida. Para iniciar, se realizará la verificación de la tensión mínima mediante el cálculo de la tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura de 20°C, considerando el factor de modificación de la tensión en relación con la temperatura ambiente (Ta Koc). Se empleará la temperatura máxima local para el cálculo.

Para el cálculo de la tensión mínima, se utilizará la siguiente fórmula:

$$V_{Min} = N^{\circ}mod. serie \cdot V_{MPPT} + \left( \frac{Koc \cdot V_{MPPT} \cdot N^{\circ}mod. serie \cdot (T_{MAX} - 20^{\circ}C)}{100} \right) \quad (2.2)$$

Siendo:

- N.º de módulos en serie: 26
- VMPPT (Tensión en el punto de máxima potencia): 42,29 V
- Koc (Factor de variación de la tensión con la temperatura): -0,25%/°C
- TMAX (Temperatura máxima de operación del módulo): 85 °C

Con lo que aplicando la ecuación (2.2):

$$V_{Min} = 920,86 \text{ V}$$

El valor calculado es notablemente mayor que la tensión mínima a la entrada siendo este de 500 V.

A continuación, se llevará a cabo la verificación de que la tensión máxima en la entrada del inversor es inferior al valor máximo permitido, el cual se consigue con la ficha técnica. Para ello, se empleará la misma fórmula (2.2), pero con la tensión de circuito abierto (Voc) y la temperatura mínima.

$$V_{MAX} = N^{\circ}mod. serie \cdot V_{OC} + \left( \frac{Koc \cdot V_{OC} \cdot N^{\circ}mod. serie \cdot (T_{MIN} - 20^{\circ}C)}{100} \right) \quad (2.3)$$

Siendo:

- N.º de módulos en serie: 26
- Voc (Tensión de circuito abierto): 51,07 V
- Koc (Coeficiente de variación de la tensión con la temperatura): -0,25%/°C

- $T_{MIN}$  (Temperatura mínima de operación del módulo): -40 °C

$$V_{MAX} = 1526,99 \text{ V}$$

Una vez se hayan verificado todos estos criterios y se cumplan en su totalidad, se podrá afirmar que la configuración seleccionada es válida.

Entonces la tensión máxima calculada está por debajo del máximo en el punto de máxima potencia confirmando que puede haber 26 módulos por string.

#### 4.2.2. Cálculo de las secciones de cableado

Para el cálculo de las secciones de cableado, se han considerado dos criterios: el criterio de intensidad máxima o térmico y el criterio de caída de tensión.

El primer criterio de intensidad máxima se basa en el efecto Joule, asegurando que la generación de calor en el cable se mantenga menor que los límites térmicos establecidos.

Se emplearán los dos procedimientos y se seleccionará la sección más rigurosa, es decir, aquella con el radio más grande.

En cuanto al criterio de caída de tensión, utilizando los consejos del IDAE, se establece un límite máximo de caída de tensión del 1,5% en total en la suma de los tramos de corriente continua (CC) más los tramos de corriente alterna (CA).

Existirá un 1,5% de caída de tensión en la suma de todos los tramos, desde los strings hasta el centro de transformación. Para conseguir que haya una caída de tensión proporcional a la longitud de cada tramo se calcularán unos ratios orientativos. Los ratios serán sobre la longitud total de la línea. A partir de ahí calcularemos la caída de tensión que necesitamos en cada tramo para hacerla una instalación segura.

Las secciones de cada tramo del cableado se determinan en los siguientes:

- Final de rama (string) - Entrada del inversor
- Salida del inversor – AC box
- AC box - Transformador

Se empleará la siguiente fórmula para la verificación según el criterio de caída de tensión:

$$\varepsilon \geq \frac{2 \cdot \sigma(T_{MAX}) \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{S \cdot V_{string}} \cdot 100 \quad (2.3)$$

Para cumplir con el criterio de intensidad máxima, se debe asegurar que la intensidad admisible del cable sea al menos un 25% mayor que la corriente máxima que circulará por dicho segmento de cable. En el caso de corriente continua, la corriente máxima del cable en servicio permanente se establece en la norma UNE-EN 50618. Para corriente alterna, es necesario revisar la ficha técnica del cable utilizado.

Tramo CC: Final del string – Entrada del inversor

➤ Criterio de intensidad máxima

Se tiene que escoger un cable que pueda tolerar una corriente máxima admisible un 25% mayor a la corriente máxima que pueda transportar por el conductor seleccionado.

En la figura 4.1 aparece la tabla A.52-1 de la norma UNE-EN 50618 aparecen las intensidades máximas del conductor en modo continuo.

**Tabla A.52-1**  
Intensidades admisibles en amperios  
Temperatura ambiente 30 °C en el aire

Método de instalación de la tabla S2 – B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
	A1	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup>												
Cu												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	–
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	–
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	–
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	–
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	–
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	–
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	–	–	–	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	–	–	–	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	–	–	–	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	–	–	–	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	–	–	–	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	–	–	–	–	285	318	344	371	395	441	473	504
185	–	–	–	–	324	362	392	424	450	506	542	575
240	–	–	–	–	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminio												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	–
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	–
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	–
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	–
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	–
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	–	–	–	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	–	–	–	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	–	–	–	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	–	–	–	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	–	–	–	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	–	–	–	–	226	245	261	283	304	324	346	389
185	–	–	–	–	256	280	298	323	347	371	397	447
240	–	–	–	–	300	330	352	382	409	439	470	530

Es necesario consultar las tablas S2 – C1 a S2 – C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

Figura 4.1 Corrientes máximas admisibles (Tabla A.52-1 UNE-20.460-5-523)

Para que el cable seleccionado cumpla con la normativa:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{string\_max}$$

Teniendo en cuenta que:

- $I_z$  (Corriente máxima admisible en modo permanente)
- $I_{string\_max}$  (Corriente máxima de cortocircuito que aparece en el módulo): 14,25 A

Esto quedaría como:

$$I_z \geq 17,81 \text{ A}$$

Pero antes debemos aplicarle a la intensidad máxima admisible 3 constantes:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot I_o$$

Siendo:

- $K1$  (Coeficiente de reducción por agrupación de cables): 1, ya que la bandeja es suficientemente grande para que vayan separados más del doble de su diámetro.
- $K2$  (Coeficiente de reducción por radiación térmica sobre el conductor): En este caso no hay.
- $K3$  (Coeficiente de reducción por temperatura): Se valora una temperatura ambiente de 70 °C y con un aislante XLPE o 90 °C en el aislante se aplicará un factor de corrección de 0,58.
- $I_o$  (Intensidad que aparece en las tablas): 49 A para una sección de 4 mm<sup>2</sup> para una bandeja no perforada.

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multiconductores								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Empotrados o embutidos	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre los muros o los suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
3	Capa única en el techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
5	Capa única sobre escaleras de cables, abrazaderas, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

Figura 4.2 Tabla de coeficientes reductores por agrupamiento

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral*	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,87	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

\* Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Figura 4.3 Tabla de coeficientes reductores por temperatura

Así que:

$$I_z = 28,42 \text{ A}$$

Por lo tanto, se cumple:

$$28,42 \text{ A} \geq 17,81 \text{ A}$$

Entonces utilizaremos una sección de 4 mm<sup>2</sup> para este tramo.

➤ Criterio de caída de tensión

Se debe garantizar una caída de tensión máxima del 1,5% desde el punto de conexión hasta los paneles solares como se ha mencionado previamente. Para calcularlo de la manera más desfavorable, se utilizarán niveles de irradiancia mayores a 800 W/m<sup>2</sup>.

Antes de aplicar la fórmula para el cálculo de la caída de tensión, calculamos la resistividad del cableado con las próximas dos ecuaciones:

Primero calculamos la temperatura de servicio:

$$T_{servicio} = T_{amb} + (T_{max} - T_{amb}) \cdot \left( \frac{I_{max-generador}}{I_{max-cable}} \right)^2 \quad (2.4)$$

Siendo:

- Tservicio (Temperatura de servicio)
- Tamb (Temperatura ambiente): en nuestro caso sera de 35 °C
- Tmax (Temperatura máxima del aislante): 90°C para XLPE
- I<sub>max</sub>-generador (Intensidad máxima de cortocircuito): 14,25 A
- I<sub>max</sub>-cable (Intensidad del cable corregida): 28,42 A

$$T_{servicio} = 48,83 \text{ °C}$$

A continuación, utilizamos la próxima fórmula para calcular la resistividad del cable:

$$\sigma (T_{servicio}) = \sigma (20) \cdot (1 + (T_{servicio} - 20))$$

Siendo:

- $\sigma (20)$  (Resistividad del cable): 0,018  $\Omega^{-1} \text{ m/mm}^2$
- (constante del propio material): para el cobre 0,00392  $^{\circ}\text{C}^{-1}$
- Tservicio: 48,83 °C

$$\sigma (T_{servicio}) = 0,02003407 \text{ } \Omega^{-1} \text{ m/mm}^2$$

Lo ideal sería que el cableado que conecta los paneles con los inversores sea de 4 mm<sup>2</sup> así que esa caída de tensión intentaremos mantenerla.

Finalmente aplicando la ecuación 2.3:

$$\varepsilon \geq \frac{2 \cdot \sigma (T_{servicio}) \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{S \cdot V_{string}} \cdot 100$$

Donde:

- L<sub>string</sub> (Mayor longitud de un panel al inversor): Los strings están formados por 26 paneles montados verticalmente. La distancia más desfavorable sería el string más lejano, aprox. 75 m.
- I<sub>string</sub> (Corriente máxima a través del string): Tomamos como intensidad máxima la del cortocircuito que aparece en la ficha técnica del panel siendo: 14,25 A
- $\sigma (T_{servicio})$  (resistividad del cable según la temperatura de servicio): 0.02003407  $\Omega^{-1} \text{ m/mm}^2$
- V<sub>string</sub> (Tensión en el punto de máxima potencia del string): 1,099,54 V
- S (Sección propuesta por el método de corriente máxima): inicialmente 4mm<sup>2</sup>
- $\varepsilon$  (Caída de tensión porcentual)

$$\varepsilon = 0,973653166 \%$$

Este valor es adecuado para el segmento de corriente continua ya que al hacer la suma de todas las caídas de tensión de todos los tramos es menor que 1,5%.

Este cálculo se debería de hacer para cada string pero haremos solo el del tramo más desfavorable debido al gran número de strings (216)

Tramo CA: Inversor – AC box

- Criterio de corriente máxima

Ya habiéndose mencionado anteriormente en esta memoria para este tramo se ha seleccionado el cable RZ1-K (AS) de la gama COMPACT de la marca Exzhellent.

En función de la sección del cable existen unas intensidades máximas admisibles, estas aparecen en la ficha técnica de dicho cable.

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (I) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (I) A	Intensidad admisible enterrado (I) A	Caída de tensión (V/A-km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0.8
1x1,5*	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1x2,5*	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1x4*	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1x6*	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1x10*	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1x16*	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1x25*	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1x35*	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1x50*	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1x70*	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1x95*	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1x120*	19,8	1190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1x150*	21,8	1470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1x185*	23,7	1770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1x240*	25,7	2245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1x300*	29,5	2805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2x1,5*	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2x2,5*	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2x4*	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2x6*	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2x10*	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2x16*	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2x25*	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2x35*	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2x50**	25,0	1410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

Figura 4.4 Intensidades máximas admisibles

Teniendo en cuenta que:

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

Siendo:

- I<sub>z</sub> (Corriente máxima admisible en modo permanente)
- I<sub>max</sub> (Corriente máxima que recorre el cable a la salida del inversor): 180,5A

Asique:

$$I_z \geq 225,63 \text{ A}$$

La corriente máxima admisible se determina con la tabla 4.3 aunque todavía tenemos que aplicarle los factores de reducción igual que antes.

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot I_0$$

Siendo:

$$K1 = 1, K2 = 1, K3 = 0,96$$

Para determinar estas constantes hemos utilizado las tablas 4.2 y 4.3 (factores de corrección: agrupamiento, resistividad, temperatura). Al utilizarse una bandeja lo suficientemente grande el coeficiente de reducción por agrupación será de 1. Los cables irán sobre una bandeja no perforada lo que significa que usaremos el grupo C y tendrán aislamientos de XLPE y será una línea trifásica. Por último, el factor de reducción por temperatura lo determinamos considerando una temperatura ambiente sobre 35 °C y la temperatura de servicio máxima de 90 °C del aislante resultando en K3 = 0,96.

Observando las secciones en la tabla A.52-1 para 30 °C, para una bandeja perforada y una corriente trifásica del cable observamos, que con el cable de sección 95 mm<sup>2</sup> soporta una corriente de I<sub>0</sub> = 278A.

Utilizando los factores de reducción observamos que:

$$I_z = 266,88 \text{ A}$$

Así que la sección del cable cumple:

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

$$266,88 \text{ A} \geq 225,63 \text{ A}$$

Conforme con el método de intensidad máxima la sección que utilizaremos será igual o superior a 95 mm<sup>2</sup>.

➤ Criterio de caída de tensión

Para realizar los cálculos necesitaremos medir las distancias de los tramos de inversor – AC box.

Una vez medidos los tramos utilizaremos la ecuación 2.3 para cada tramo ya que disponemos de pocos inversores y no tenemos que calcular únicamente el más restrictivo.

$$\varepsilon \geq \frac{2 \cdot \sigma(T_{servicio}) \cdot L \cdot I_{max,sal,inv}}{S \cdot V_{max,sal,inv,FN}} \cdot 100$$

Donde:

- L (Distancia desde los inversores hasta el AC Box): 180 m
- I<sub>max,sal,inv</sub> (Corriente máxima a la salida del inversor): 180,5 A
- σ (T<sub>servicio</sub>) (Resistividad del cable según la temperatura de servicio): 0.019304262 Ω<sup>-1</sup> m/mm<sup>2</sup>
- V<sub>max,sal,inv,FN</sub> (Tensión en el punto de máxima potencia de la salida del inversor): 1.099,54 V
- S (Sección propuesta por el método de corriente máxima): inicialmente 95mm<sup>2</sup>
- ε (Caída de tensión porcentual)

Tabla con resultados:

	L (m)	Intensidad (A)	Tensión F-N (V)	Sección Final (mm <sup>2</sup> )	Sección inicial por criterio (mm <sup>2</sup> )	Caída de tensión (%)	de Resistividad	Tservicio (°C)
AC								
Box 1 Inv 1	2	180,5	461	95	95	0,01702	0,020642	57,45
Inv 2	30	180,5	461	95	95	0,25523	0,020642	57,45
Inv 3	75	180,5	461	120	95	0,49307	0,020149	50,46
Inv 4	75	180,5	461	120	95	0,49307	0,020149	50,46
AC								
Box 2 Inv 5	110	180,5	461	150	95	0,56100	0,019538	41,80
Inv 6	80	180,5	461	120	95	0,52594	0,020149	50,46
Inv 7	120	180,5	461	185	95	0,49621	0,019538	41,80
Inv 8	130	180,5	461	185	95	0,53756	0,019538	41,80
AC								
Box 3 Inv 9	140	180,5	461	240	95	0,44091	0,019304	38,48

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

Inv 10	160	180,5	461	240	95	0,50389	0,019304	38,48
Inv 11	180	180,5	461	240	95	0,56688	0,019304	38,48

Tabla 4.4 Cálculo de las secciones en el segmento AC Box - Inversor

El criterio que hemos utilizado para realizar los cálculos es:

Primero se ha estimado la distancia que hay desde los inversores hasta sus respectivos AC Box. Los AC Box están al lado del transformador.

Después de haber calculado la sección mediante el método de intensidad máxima utilizamos esta sección para calcular la caída de tensión porcentual con esta sección.

La caída de tensión en la combinación de todos los tramos desde los paneles al transformador tiene que ser 1,5 % o menor.

Habiendo calculado las caídas de tensión de todos los segmentos en los casos más desfavorables indicando una caída de tensión máxima para este segmento de 0,56688%.

Teniendo en cuenta que los AC Box están al lado del transformador ese tramo tendrá una caída de tensión casi despreciable.

Finalmente, al ver que con los 95 mm<sup>2</sup> la caída de tensión es demasiado grande optamos por incrementarla dependiendo del tramo.

Iterando elegimos secciones más grandes dependiendo del tramo, siendo estas 95, 120, 150, 185 y 240 mm<sup>2</sup> la cual hace que la instalación sea segura.

### Tramo CA: AC Box – Transformador

El cable seleccionado es el mismo que en el tramo anterior, RZ1-K (AS), así que se utiliza la misma ficha técnica para seleccionar la sección.

En esta instalación tendremos 11 inversores conectados un total de 3 AC Boxes las cuales irán distribuidas de la siguiente forma:

- AC Box con 4 inversores conectados (2 unidades)
- AC Box con 3 inversores conectados (1 unidad)

Haremos los cálculos para ambas a continuación:

- Criterio de intensidad máxima

Existen dos intensidades máximas ya que hay dos tipos de AC Box:

- I<sub>Max,1</sub>: Es la corriente máxima que recorre el conductor de la salida de las AC Boxes del primer grupo las cuales contienen 4 inversores cada uno.

$$I_{Max,1} = 4 \cdot 180,5 \text{ A} = 722 \text{ A}$$

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

- I<sub>Max,2</sub>: Es la corriente máxima que recorre el conductor de la salida de la AC Box del segundo grupo la cual contiene 3 inversores.

$$I_{Max,2} = 3 \cdot 180,5 \text{ A} = 541,5 \text{ A}$$

En este tramo debido a las grandes intensidades que recorren los cables la 4.4 no hay secciones suficientemente grandes como para utilizar una sola fase, asique tendremos que usar más de una.

Utilizaremos los mismos coeficientes para los factores de reducción, los cuales son para K<sub>1</sub> = 1, para K<sub>2</sub> = 1 y para K<sub>3</sub> = 0,96.

Se selecciona para el primer AC Box la sección de 240 mm<sup>2</sup> para los conductores y cada fase contiene dos conductores:

$$I_z = 0,96 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (2 \cdot 500 \text{ A}) = 960 \text{ A}$$

Cumpliendo otra vez:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{Max,1} \rightarrow 960 \text{ A} \geq 902,5 \text{ A}$$

Para el segundo grupo se pueden utilizar dos cables por fase con una sección de 150 mm<sup>2</sup>.

$$I_z = 0,96 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (2 \cdot 371 \text{ A}) = 712,32 \text{ A}$$

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{Max,2} \rightarrow 712,32 \text{ A} \geq 676,88 \text{ A}$$

Así que optamos por utilizar 2 conductores por fase de 150 mm<sup>2</sup> para cumplir con la relación:

$$I_z \geq 1,25 \cdot I_{Max,2}$$

$$712,32 \text{ A} \geq 676,88 \text{ A}$$

### ➤ Criterio de caída de tensión

Volviendo a utilizar la fórmula 2.3:

$$\varepsilon \geq \frac{2 \cdot \sigma(T_{Servicio}) \cdot L \cdot I_{max,sal,ACBox}}{S \cdot V_{max,sal,ACBox, FN}} \cdot 100$$

Siendo:

- $L$  (Distancia del AC Box al transformador)
- $I_{max,sal,ACbox}$  (Corriente máxima a la salida de la AC Box): 722 A y 541,5 A en función del tipo de AC Box que sea.
- $\varepsilon$  (Caída de tensión porcentual)
- $\sigma$  ( $T_{servicio}$ ) (resistividad del cable según la temperatura de servicio): varía según la sección de cable empleada asique existirán varias distintas según el tramo
- $V_{max,sal,ACbox, FN}$  (Tensión a la salida del AC box): 461 V.

	L (m)	Intensidad	Tensión F-N	Sección obtenida	Sección inicial	por Caída de tensión	de Resistividad	T servicio
AC Box 1	6	722	461	240	240	0,08262	0,021100	63,94
AC Box 2	6	722	461	240	240	0,08262	0,021100	63,94
AC Box 3	6	541,4	461	185	150	0,07838	0,020578	56,54

Tabla 4.5 Cálculo de las secciones en el segmento AC Box - Transformador

Por lo tanto, emplearemos para los AC Box 1 y 2 secciones de 240 mm<sup>2</sup> con dos conductores por cada fase y para el AC Box 3 que albergaba menos inversores se empleará una sección de 185 mm<sup>2</sup>.

### 4.3. Cálculos de media tensión

En este único tramo se tendera una línea aérea de media tensión desde el centro de seccionamiento y medida, el cual está pegado al centro de transformación, hasta el punto de conexión en el tendido eléctrico el cual estará indicado en los planos adjuntos.

Para el cableado de media tensión se empleará el cable tipo RH5Z1-OL (S) 15/20 kV Al de la marca M.T. Energía.

#### 4.3.1. Cálculo de la sección de cableado

El cálculo del cableado de media tensión se realizará dividiendo en tramos específicos:

Tramo	Potencia a transportar	Longitud
Transformador – Final de la línea subterránea de media tensión	3.000 MVA	20 m
Inicio de la línea aérea de media tensión – Punto de conexión	3.000 MVA	365 m

Tabla 4.6: Tramos línea de MT

La línea de media tensión se dividirá en dos partes: un tramo será una línea subterránea y la otra será una línea a aérea.

No se especifica una caída de tensión máxima para los segmentos de MT, solo está establecida para baja tensión. Sin embargo, en los segmentos de media tensión, debido a la baja intensidad, generalmente no hay grandes caídas de tensión. Por lo tanto, la caída de tensión se calculará posteriormente después de que se haya escogido el cable siguiendo el criterio térmico. Para calcular la caída de tensión en los tramos de media tensión, se utilizará la próxima fórmula:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)}{U} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Para su cálculo emplearemos los métodos de corriente máxima admisible y caída de tensión.

Tramo: Transformador – Final de la línea subterránea de media tensión

- Criterio de intensidad máxima admisible

Inicialmente se calculará la corriente que circula por el segmento con la siguiente fórmula:

$$I_{Max} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} \quad (3.2)$$

Donde:

- P (Potencia transportada): 3.000.000 VA
- V (Tensión de la línea): 15.000 V
- Cos (φ) (Factor de potencia): 1

$$I_{max} = 115,47 \text{ A}$$

De este modo deberá cumplir el sobredimensionamiento del 25% de las intensidades máximas admisibles, por lo que:

$$I_{\max,adm} \geq 1,25 \cdot I_{\max}$$

$$I_{\max,adm} \geq 1,25 \cdot 115,47 = 143,18 \text{ A}$$

La línea de media tensión se dividirá en dos partes: un tramo será una línea subterránea y la otra será una línea aérea.

Tendrá los siguientes coeficientes de corrección:

- K1 (Coeficiente por agrupación de cables): 1, ya que solo habrá una línea.
- K2 (Coeficiente por radiación térmica sobre el conductor): En este caso al ir enterrado sí que aplica, siendo para un terreno húmedo con una resistividad térmica de 0,70 K·m/W se le aplica un factor de corrección de 1,2.
- K3 (Coeficiente por temperatura): En este caso no procede ya que solo aplica para instalaciones al aire libre.
- K4 (Coeficiente debido a la temperatura del terreno): Para un aislamiento XLPE trifásico y una temperatura del terreno de 25 °C tendrá un coeficiente de 0,96.
- K5 (Coeficiente debido a la profundidad de soterramiento): Para una profundidad de 0,7 m el factor de corrección es 1.

Así que empleando un cable enterrado de 95 mm<sup>2</sup> cumplirá con la relación:

$$1,2 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 205 \text{ A} \geq 143,18 \text{ A}$$

➤ Cálculo de caída de tensión

En este cálculo utilizaremos la ecuación 3.1 mencionada anteriormente:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \operatorname{sen} \varphi)}{U} \cdot 100$$

Donde:

- I (Corriente que circula por la línea): 115,47 A
- L (Distancia de la línea): 0,02 km
- R (Resistencia por km a 90 °C y 50 Hz): De la ficha técnica obtenemos 0,411Ω/km

- X (Reactancia por km a 50 Hz): 0,124 Ω/km
- Cos (φ) (Factor de potencia): 1
- Sen (φ): 0
- U (Tensión en la línea): 15.000 V

Con estos valores y utilizando la ecuación anterior se obtiene una caída de tensión de:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot 115,47 \cdot 0,02 \cdot (0,411 \cdot 1 + 0,124 \cdot 0)}{15000} \cdot 100$$

$$\Delta U(\%) = 0,011\%$$

Tramo: Inicio de la línea aérea de media tensión – Punto de conexión

Durante el tramo será un tramo aéreo de media tensión y tendrá que haber una conversión desde la línea subterránea de media tensión a una línea aérea. Esta utilizará un apoyo de doble conversión A/S y el conductor específico será el LA-56.

El segmento que une la línea subterránea con la línea aérea, estará resguardado en un tubo con la protección suficiente para cumplir con la norma UNE-EN 50102. El conducto o la bandeja serán sellados en la parte de arriba para evitar la entrada de agua y se empotrarán en los cimientos del soporte.

Para los cálculos justificativos para los conductores empleados en la línea aéreo-subterráneo se empleará la siguiente ecuación:

$$I = S \cdot k \cdot \rho \quad (3.3)$$

Siendo:

- S (sección del conductor): 54,6 mm<sup>2</sup>
- K (coeficiente de corrección según la composición del conductor): 0,937
- ρ (densidad de corriente en el conductor): 3,8965 A/mm<sup>2</sup>

El conductor LA-56 tendrá las siguientes características:

Designación antigua	Secciones			Número de alambres		Diámetros de los alambres		Diámetros		Masa lineal Kg/km	Carga de rotura daN	Resistencia en c.c. a 20 °C Ω/km	Módulo de elasticidad E daN/mm <sup>2</sup>	Coeficiente de dilatación lineal α °Cx10 <sup>-6</sup>	Reglamento	
	AL1	ST1A	Total	AL1	ST1A	AL1	ST1A	Alma	Conductor						Densidad de corriente A/mm <sup>2</sup>	Intensidad de corriente A
	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	n°	n°	mm	mm	mm	mm							
LA 56	46,8	7,8	54,6	6	1	3,15	3,15	3,15	9,45	189,1	1640	0,6136	7900	19,1	3,7	202

Figura 4.5 Características conductor media tensión

Las últimas ecuaciones tendrán que cumplir las siguientes expresiones:

$$I_{\text{subterránea}} < I_{\text{max, LA-56}}$$

$$I_{max, LA-56} = 3,8965 \cdot 0,937 \cdot 54,6 = 199,35 \text{ A}$$

Habiendo calculado anteriormente la corriente máxima por la línea subterránea observamos que cumple la primera condición:

$$115,47 \text{ A} < 199,35 \text{ A}$$

#### 4.4. Cálculo de la puesta a tierra de la instalación

Según lo establecido en el RD 1663/2000 en el artículo 12 dice:

“Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.”

Así que en la parte de corriente continua utilizaremos una distribución IT y en la parte de corriente alterna TT para garantizar una correcta protección de la instalación.

Existirán 3 electrodos para la puesta a tierra de cada parte de la instalación:

- Puesta a tierra en las masas de baja tensión.
- Puesta a tierra en el neutro del transformador.
- Puesta a tierra en las masas del centro de transformación.

##### 4.4.1. Masas de baja tensión

La resistencia máxima admisible de puesta a tierra se calculará utilizando la siguiente ecuación:

$$R_{adm} = \frac{UL}{I\Delta n} (4.1)$$

Donde:

- UL (Limite de tensión de contacto): Para una instalación considerada como local húmedo sean 24 V.
- IΔn (Sensibilidad del interruptor diferencial): 300 mA.

Asique esto resulta en una resistencia admisible de:

$$R_{adm} = 80 \Omega$$

Se utilizará un conductor enterrado horizontalmente normalizado de acero cobrizado con una longitud de 400 metros y una sección de 50 mm<sup>2</sup> y a una profundidad de 0,5m. El valor del resistor proporcionada por el electrodo de tierra se analizará utilizando la siguiente ecuación:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad (4.2)$$

Considerando:

- $\rho$  (Resistividad del terreno): para un terreno cultivable y fértil suele variar entre 50 y 100  $\Omega \cdot m$ , dependiendo de diversos factores. Tomaremos 100 como el valor más desfavorable.
- L (Longitud del cable enterrado): Tomamos 400 metros de cable enterrado.
- Ra (Resistencia de tierra).

Donde resulta:

$$Ra = 0,5 \Omega$$

Así que cumple la condición:

$$Radm \geq Ra$$

$$80 \Omega \geq 0,5 \Omega$$

Para garantizar que cumpla deberemos de medir la resistividad del terreno in situ.

Ahora indicaremos la sección mínima que deben de tener los conductores de protección, para ello usaremos la tabla que aparece en el ITC-BT-18 que aparece a continuación.

Sección de los conductores de fase de la instalación <b>S (mm<sup>2</sup>)</b>	Sección mínima de los conductores de protección <b>S<sub>p</sub> (mm<sup>2</sup>)</b>
S ≤ 16	S <sub>p</sub> = S
16 < S ≤ 35	S <sub>p</sub> = 16
S > 35	S <sub>p</sub> = S/2

Figura 4.6 Tabla secciones mínimas conductores de protección

A continuación, establecemos las secciones mínimas de cada tramo:

- Para los módulos solares y las estructuras: Ya que la sección de los strings es de 4 mm<sup>2</sup>, la sección de protección será de 4 mm<sup>2</sup>.
- En los inversores: la sección más grande es de 240 mm<sup>2</sup> así que la sección empleada para los conductores de protección será de 120 mm<sup>2</sup>.

- En los AC Box: siendo una sección de 240 mm<sup>2</sup>, la sección de protección será de 120 mm<sup>2</sup>.

Los cables de protección irán conectados a los electrodos de puesta a tierra de baja tensión, los cuales estarán separados a una distancia en concreto de las masas de la puesta a tierra del centro de transformación calculada a continuación.

#### 4.4.2. Puesta a tierra del CT

La resistencia necesaria para la puesta a tierra del CT se forma por un electrodo de rectangular de 4 x 3 m, con 8 picas verticales con una sección de 50 mm<sup>2</sup>, diámetro de 14 mm y de 2 m de longitud cada una, estarán a una profundidad de 0,5m.

La fórmula utilizada para calcular la resistencia del CT será:

$$R_t = K_r \cdot \rho = 0,088 \cdot 100 = 8,8 \Omega$$

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD $\Omega - m$
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800

Figura 4.7 Parámetros de resistividad del terreno

#### 4.4.3. Resistencia de puesta a tierra común

Para una PAT en común para las masas de baja tensión y del centro de transformación debe cumplir que el resultado del múltiplo de la resistencia total y la corriente de defecto máxima sea menor a la tensión de contacto admisible:

$$I_d \cdot R_p < V_{c,adm}$$

Primero calculamos la resistencia total en paralelo:

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

$$R_p = \frac{R_a \cdot R_t}{R_a + R_t} = 0,473 \Omega$$

A continuación, calcularemos la corriente de defecto máxima admisible:

$$I_d = \frac{U_{2N}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_p)^2 + X^2}}$$

Donde:

- U<sub>2n</sub> (Tensión en el lado de media tensión): 15 kV
- R<sub>n</sub> (Resistencia del cable del neutro): 5 Ω
- R<sub>p</sub> (Resistencia en paralelo):
- X<sub>n</sub> (Reactancia del neutro): Tomaremos 25 Ω como valor aproximado

Así que resulta:

$$I_d = 309,92 \text{ A}$$

Asumiendo que se usara calzado de seguridad, la fórmula para el cálculo de la tensión de contacto admisible es:

$$V_{c, adm} = V_{ca, adm} \cdot \frac{(2 + 1,5\rho)}{1000}$$

Donde:

- V<sub>a,adm</sub> (Tensión de contacto aplicada admisible): Este valor lo averiguamos con una gráfica y una formula.
- ρ (Resistividad del terreno): 100 Ω·m

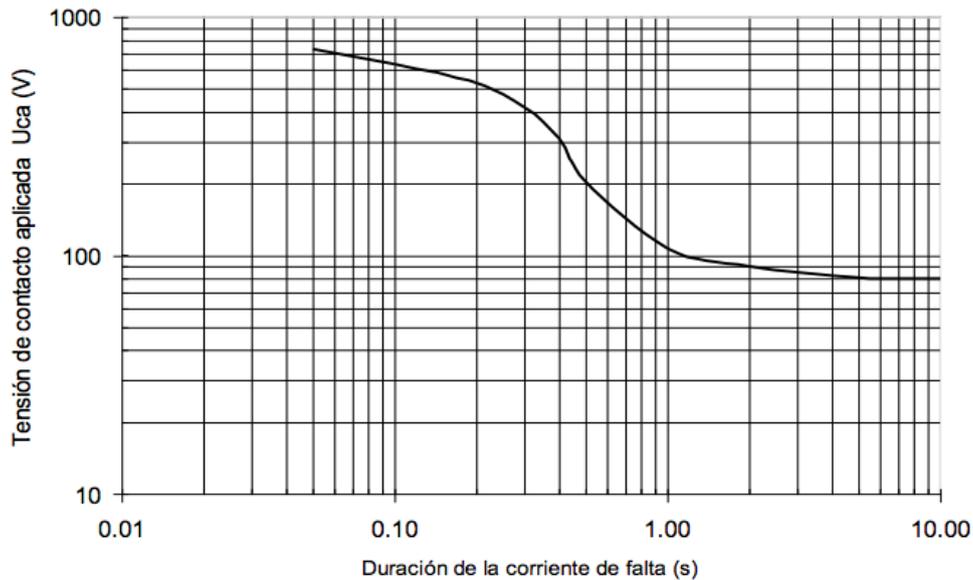


Figura 4.8 Grafica Vca,adm

Con esta gráfica y la siguiente fórmula establecida por Iberdrola para puestas a tierra de los centros de transformación  $\leq 20$  kV calcularemos primero el tiempo de duración de la corriente de falta y luego la tensión de contacto aplicada admisible con la gráfica.

$$I_d \cdot t = 400$$

Por lo que resulta en:

$$t = 1,29 \text{ s}$$

Este tiempo de duración de la corriente de falta corresponde con una tensión de contacto aplicada de 100 V.

Por lo que la tensión de contacto admisible es:

$$V_{ca, adm} = 100 \cdot \left( 2 + \left( 1,5 \cdot \frac{100}{1000} \right) \right) = 215 \text{ V}$$

Comprobamos que se cumpla la condición inicial:

$$I_d \cdot R_p < 215 \text{ V}$$

$$309,92 \cdot 0,473 = 146,59 \text{ V} < 215 \text{ V}$$

No comprobamos el resto de las tensiones aplicadas ya que esta condición es la más restrictiva y si cumple esta cumple todas.

Si esta condición se cumple significa que se pueden unir las puestas a tierra de baja tensión y del CT y de este modo no existe una distancia mínima requerida entre las puestas de tierra.

#### 4.5. Cálculo de protecciones

Como ya hemos mencionado anteriormente, se utilizará un sistema IT en CC y un sistema TT en CA.

#### 4.5.1. Protecciones en CC

##### Fusible al final de cada string

A la salida de cada string se coloca un fusible. Si ocurre un cortocircuito en uno de los paneles de un conjunto de paneles solares, la corriente de los demás conjuntos conectados al mismo inversor no fluiría desde el extremo del conjunto hacia el inversor como debería, sino que seguiría a través del conjunto con el panel que sufrió el cortocircuito. Esto sucede debido a que el panel afectado por el cortocircuito tiene una variación de tensión nula. Para prevenir esta situación, se instala un fusible a la salida de cada conjunto de paneles. De esta manera, cuando uno de los conjuntos experimenta una sobre corriente debido a un panel con cortocircuito, el fusible se activa y corta dicha sobre corriente.

La corriente nominal que se transmite por la cadena es de 13,48 A y la intensidad de cortocircuito es 14,25 A. El fusible que elegiremos tendrá una tensión de 1000 V y con una corriente nominal de 16 A, así que en el momento que exista una sobre corriente el fusible cortará en el tiempo correcto.

Corriente nominal (sobrecargas):

$$1,6 \text{ si } I_n \geq 16 \text{ A}$$

$$I_{\text{diseño}} \leq I_n\text{-fusible} \leq (1,45/K) \cdot I_{\text{max-cable}} \quad K \rightarrow 1,9 \text{ si } 4\text{A} < I_n < 16\text{A}$$

$$2,1 \text{ si } I_n \leq 4\text{A}$$

Tensión nominal:

$$V_n\text{-fusible} > 1,2 \cdot V_{oc\text{-max-string}}$$

Tiempo de fusión (cortocircuito)

$$(I_{cc}^2 \cdot t)_{\text{fusible}} < (K \cdot S)^2 = (I^2 \cdot t)_{\text{cable}} \rightarrow t_{\text{max}} = \frac{(K \cdot S)^2}{I^2}$$

Siendo:

- K (Constante del material): 140
- S (Sección del conductor): 4mm<sup>2</sup>

Así que:

$$1,25 \cdot 14,25 \leq I_n\text{-fusible} \leq (1,45/k) \cdot 28,42$$

Debido a que  $I_n\text{-fusible}$  deberá ser mayor de 16 A la constante K será igual a 1,6.

Entonces:

$$17,81 \text{ A} \leq I_n\text{-fusible} \leq 25,76 \text{ A}$$

Por lo tanto, el fusible que emplearemos a la salida de los strings será:

In-fusible = 20 A

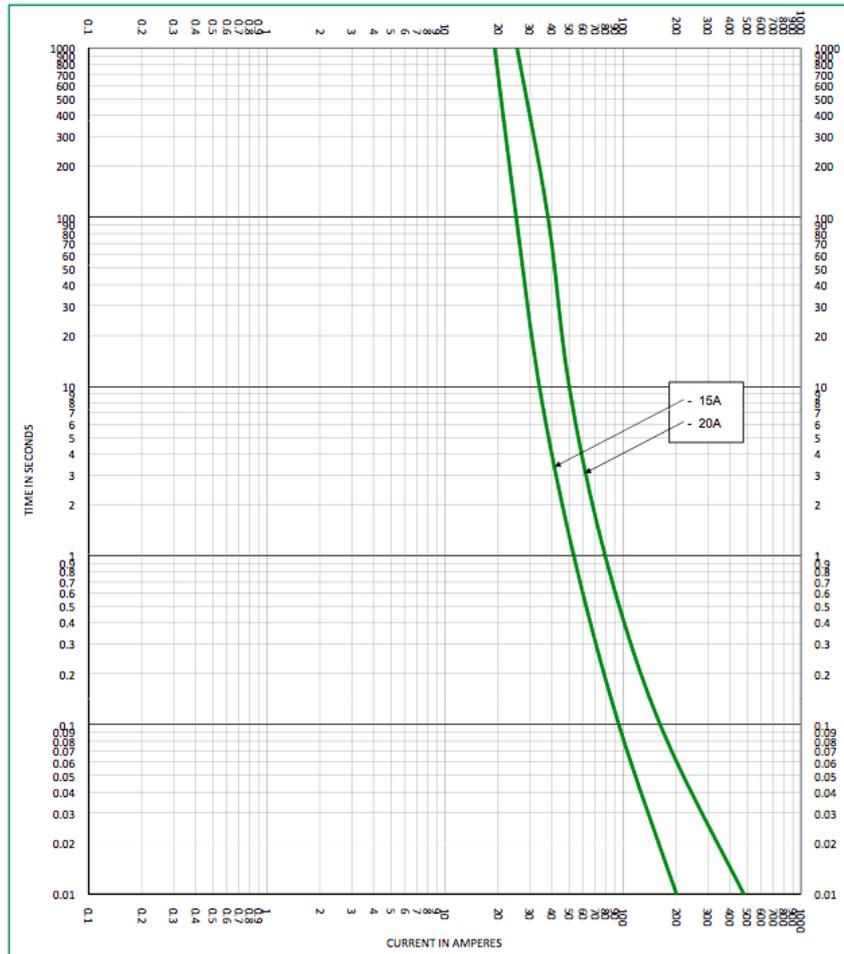


Figura 4.9 Grafica fusible 20 A

Para este fusible hemos seleccionado uno de la marca LittleFuse con una corriente nominal de 20 A, más concretamente el modelo SPF20.



Figura 4.10 Fusible de 20 A de la marca LittleFuse

Características:

- Intensidad nominal: 20 A
- Tensión en Corriente Continua: 1000 V
- Poder de corte: 20.000 A

$$V_n\text{-fusible} > 1,2 \cdot V_{oc\text{-max-string}}$$

$$V_n\text{-fusible} > 1,2 \cdot 51,07 \cdot 26 = 1593,38 \text{ V}$$

$$V_n\text{-fusible} > 1593,38 \text{ V}$$

$$t_{max} = (140^2 \cdot 4^2) / 17,81^2 = 988,66 \text{ s}$$

Mirando la gráfica del fusible con la intensidad nominal y la corriente de cortocircuito averiguamos el tiempo de actuación del fusible es de 400 segundos, por lo que cumple con la condición:

$$400 \text{ s (fusible)} < 988,66 \text{ s (cable)}$$

Interrupor-seccionador

Los dispositivos Interruptores-seccionadores se emplean para activar y desactivar la corriente en un sistema eléctrico durante condiciones nominales de operación. En su modo conductor, la función principal de estos dispositivos es suministrar corriente al sistema eléctrico o a alguno de sus

componentes. Estos dispositivos irán posicionados después de los fusibles de protección y antes del bloque Vigi.

El aislamiento del sistema se logra al poner el dispositivo en un estado de desconexión. La interrupción del flujo de corriente se produce mediante la apertura física de los contactos, lo cual aísla el circuito de la tensión de alimentación. Esto permite llevar a cabo de manera segura reparaciones y tareas de mantenimiento en el sistema eléctrico, o bien, en entornos industriales, facilita la instalación de nuevas máquinas. Según las normativas, el diseño de los dispositivos interruptores-seccionadores debe garantizar un espacio de aislamiento adecuado entre los contactos para lograr una interrupción completa de la tensión de alimentación. Por lo general, estos dispositivos también están equipados con un indicador de estado, y pueden funcionar como una perilla o una palanca para controlar su operación.

La diferencia principal entre los dispositivos de interruptor-seccionador y los interruptores automáticos radica en que los últimos desconectan el circuito únicamente cuando se excede cierto amperaje, principalmente para proteger el equipo eléctrico contra cortocircuitos y sobrecargas. Por otro lado, los dispositivos de interruptor-seccionador se utilizan principalmente para interrumpir las corrientes de funcionamiento. No obstante, también existen interruptores con fusibles que ofrecen protección adicional mediante la inclusión de un fusible en la carcasa del dispositivo. Este fusible se funde cuando la carga es demasiado elevada, lo cual puede ocurrir, por ejemplo, como consecuencia de un cortocircuito en el sistema, proporcionando así una protección adicional para los dispositivos conectados al sistema.

### Bloque VIGI

Los interruptores diferenciales VIGI, bloques diferenciales o vigiladores de aislamiento son dispositivos de protección combinados para sistemas eléctricos, ya que incluyen un interruptor magnetotérmico y un diferencial. Estos actuarán en la situación en la que exista una corriente con falta de aislamiento. También consiguen reducir el tiempo de instalación ya que se evitan hacer puentes convencionales. Estos irán posicionados entre los interruptores-seccionadores que van conectados después de los interruptores seccionadores y antes de los inversores y aparte los propios inversores tienen bloques VIGI conectados a la entrada y a la salida.

El dispositivo de protección contra sobretensiones, conocido también como SPD, tiene la función de pararrayos. Todos los dispositivos de protección contra sobretensiones, diseñados con un propósito específico, son esencialmente interruptores rápidos y se activan dentro de un rango determinado de voltaje. Una vez activado, el componente de supresión del SPD se desconecta del estado de alta impedancia y el polo L pasa a un estado de baja resistencia. De esta manera, se permite la disipación de la sobre corriente local en el dispositivo electrónico. Durante todo el proceso de funcionamiento, el SPD mantiene un voltaje relativamente constante en el sistema. Este voltaje garantiza que el SPD esté siempre activo y pueda descargar de forma segura la sobre corriente hacia la tierra. En otras palabras, los dispositivos de protección contra sobretensiones resguardan los equipos electrónicos sensibles de los efectos de los rayos, las fluctuaciones en la red eléctrica pública, los procesos de

corrección del factor de potencia y otras fuentes de energía generadas tanto interna como externamente durante periodos cortos de tiempo.

#### 4.5.2. Protecciones en CA

Los elementos de protección que hay en el lado de corriente alterna son:

- Seccionadores
- Interruptor automático diferencial
- Interruptor automático general (magnetotérmico)
- Puestas a tierra (calculadas previamente en el apartado 4.4.)
- Fusible

Las protecciones que irán incluidas dentro del AC Box son:

- Un fusible en cada inversor
- Un seccionador manual
- Un magnetotérmico a la salida de los AC Box

Estos son calculados a continuación.

#### Interruptor Diferencial

Estos dispositivos que irán conectados a la salida del inversor y se utilizan para proteger a las personas de un posible contacto indirecto ya que esta parte de la instalación utiliza un sistema de distribución TT.

EL interruptor diferencial utilizado a nivel industrial tiene una sensibilidad de 300 mA, de 250A, tetrapolar (4P) y de 800V.

#### Fusible por cada inversor

Corriente nominal (sobrecargas):

$$\begin{aligned} & 1,6 \text{ si } I_n \geq 16 \text{ A} \\ I_{\text{diseño}} \leq I_n\text{-fusible} \leq (1,45/K) \cdot I_{\text{max-cable}} \quad K \rightarrow & 1,9 \text{ si } 4 \text{ A} < I_n < 16\text{A} \\ & 2,1 \text{ si } I_n \leq 4\text{A} \end{aligned}$$

$$1,25 \cdot 180,5 \leq I_n\text{-fusible} \leq (1,45/k) \cdot 266,88$$

Debido a que  $I_n\text{-fusible}$  deberá ser mayor de 16 A la constante K será igual a 1,6.

Entonces:

$$225,63 \text{ A} \leq I_n \leq 241,79 \text{ A}$$

Por lo tanto, el fusible que emplearemos a la salida de los strings será:

$$I_n = 230 \text{ A}$$

Por lo que cada rama saliente de los inversores tendrá cada uno un fusible de corriente nominal 230 A.

### Interruptor Magnetotérmico

Interruptor automático h630 LSI de 250 A de corriente asignada con un poder de corte de 50 kA de la marca Hager.

Condición térmica:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$225,63 \text{ A} \leq I_n \leq 266,88 \text{ A}$$

Entonces la corriente nominal será:  $I_n = 250 \text{ A}$

Condición magnética:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z$$

$$361 \text{ A} \leq 386,98 \text{ A}$$

Cortocircuito:

Utilizaremos como corriente de cortocircuito máxima en la parte de alterna 15 kA para calcular la resistencia de la red:

$$Z_{red} = \frac{V}{\sqrt{3} \cdot I_{cc,max}}$$

$$Z_{red} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 15000} = 0,03079 \Omega$$

A continuación, calcularemos la resistencia de los cables a temperaturas máximas y mínimas:

$$R_c(90^\circ\text{C}) = 0,023 \cdot \frac{180}{240} = 0,01725 \Omega$$

$$R_{cable} = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

$$R_c(-15^\circ\text{C}) = 0,016 \cdot \frac{180}{240} = 0,012 \Omega$$

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

En la siguiente tabla aparecen todas las resistencias de todos los cables:

		L	Sección	Zc(90°C)	Zc(-15°C)	Za(90°C)	Za(-15°C)
AC Box							
1	Inv 1	2	95	0,00048	0,00034	0,00048	0,00034
	Inv 2	30	95	0,007	0,005	0,007	0,005
	Inv 3	75	120	0,014	0,010	0,014	0,010
	Inv 4	75	120	0,014	0,010	0,014	0,010
AC Box							
2	Inv 5	110	150	0,017	0,012	0,017	0,012
	Inv 6	80	120	0,015	0,011	0,015	0,011
	Inv 7	120	185	0,015	0,010	0,015	0,010
	Inv 8	130	185	0,016	0,011	0,016	0,011
AC Box							
3	Inv 9	140	240	0,013	0,009	0,013	0,009
	Inv 10	160	240	0,015	0,011	0,015	0,011
	Inv 11	180	240	0,017	0,012	0,017	0,012

Tabla 4.7 Impedancias de los cables

Ahora calculamos la corriente de cortocircuito mínima con la siguiente formula:

$$I_{ccmin} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Zr + Zc + Za)}$$

		I <sub>cc,min</sub> (90),inv	I <sub>cc,min</sub> (-15),inv	I <sub>cc,min</sub> (90),ACbox	I <sub>cc,min</sub> (-15),ACbox
AC Box 1	Inv 1	14767	14837	14542	14678
	Inv 2	12133	12882	10186	11288
	Inv 3	10220	11318	7750	9087

	Inv 4	10220	11318	7750	9087
AC Box 2	Inv 5	9685	10856	7151	8506
	Inv 6	10007	11135	7508	8854
	Inv 7	10098	11213	7611	8953
	Inv 8	9830	10982	7311	8662
AC Box 3	Inv 9	10442	11506	8008	9332
	Inv 10	10007	11135	7508	8854
	Inv 11	9608	10788	7067	8423

Tabla 4.8 Corrientes de cortocircuito para cada impedancia

El tiempo de actuación del interruptor magnetotérmico se calcula con la siguiente ecuación:

$$t_{disparo} < \frac{(k \cdot S)^2}{I_{ccmax}^2}$$

Lo que resulta en:

$$t_{disparo} < \frac{(140 \cdot 240)^2}{15000^2} = 5 \text{ segundos}$$

A continuación, calculamos los tiempos de disparo para el tramo que va desde el AC Box hasta el centro de transformación con cada una de sus corrientes de cortocircuito mínimas:

		td(90)INV	td(-15)INV	td(90)ACbox	td(-15)ACbox
AC Box 1	Inv 1	5,2	5,1	5,3	5,2
	Inv 2	7,7	6,8	10,9	8,9
	Inv 3	10,8	8,8	18,8	13,7
	Inv 4	10,8	8,8	18,8	13,7
AC Box 2	Inv 5	12,0	9,6	22,1	15,6
	Inv 6	11,3	9,1	20,0	14,4
	Inv 7	11,1	9,0	19,5	14,1
	Inv 8	11,7	9,4	21,1	15,0

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

AC Box 3	Inv 9	6,2	5,1	10,5	7,7
	Inv 10	6,7	5,4	11,9	8,6
	Inv 11	7,3	5,8	13,4	9,5

Tabla 4.9 Tiempos de disparo tramo AC Box - CT

Y para los tramos de inversores hasta AC Box:

		td (90°C) INV	td (-15°C) INV	td (90°C) ACbox	td (-15°C) ACbox
AC Box 1	Inv 1	0,8	0,8	0,8	0,8
	Inv 2	1,2	1,1	1,7	1,4
	Inv 3	2,7	2,2	4,7	3,4
	Inv 4	2,7	2,2	4,7	3,4
AC Box 2	Inv 5	4,7	3,7	8,6	6,1
	Inv 6	2,8	2,3	5,0	3,6
	Inv 7	6,6	5,3	11,6	8,4
	Inv 8	6,9	5,6	12,6	8,9
AC Box 3	Inv 9	10,4	8,5	17,6	13,0
	Inv 10	11,3	9,1	20,0	14,4
	Inv 11	12,2	9,7	22,6	15,9

Tabla 4.10 Tiempos de disparo tramo inversores – AC Box

Por último, calculamos el porcentaje de corriente nominal para cada tramo y cada punto.

		In (90),inv (%)	In (-15),inv (%)	In (90),ACbox (%)	In (-15),ACbox (%)
AC Box 1	Inv 1	5907	5935	5817	5871
	Inv 2	4853	5153	4074	4515
	Inv 3	4088	4527	3100	3635
	Inv 4	4088	4527	3100	3635

AC Box 2	Inv 5	3874	4342	2860	3402
	Inv 6	4003	4454	3003	3542
	Inv 7	4039	4485	3044	3581
	Inv 8	3932	4393	2924	3465
AC Box 3	Inv 9	4177	4602	3203	3733
	Inv 10	4003	4454	3003	3542
	Inv 11	3843	4315	2827	3369

Tabla 4.11 Corriente nominal en porcentaje

Interruptor automático h630 LSI (250 y 400 A)

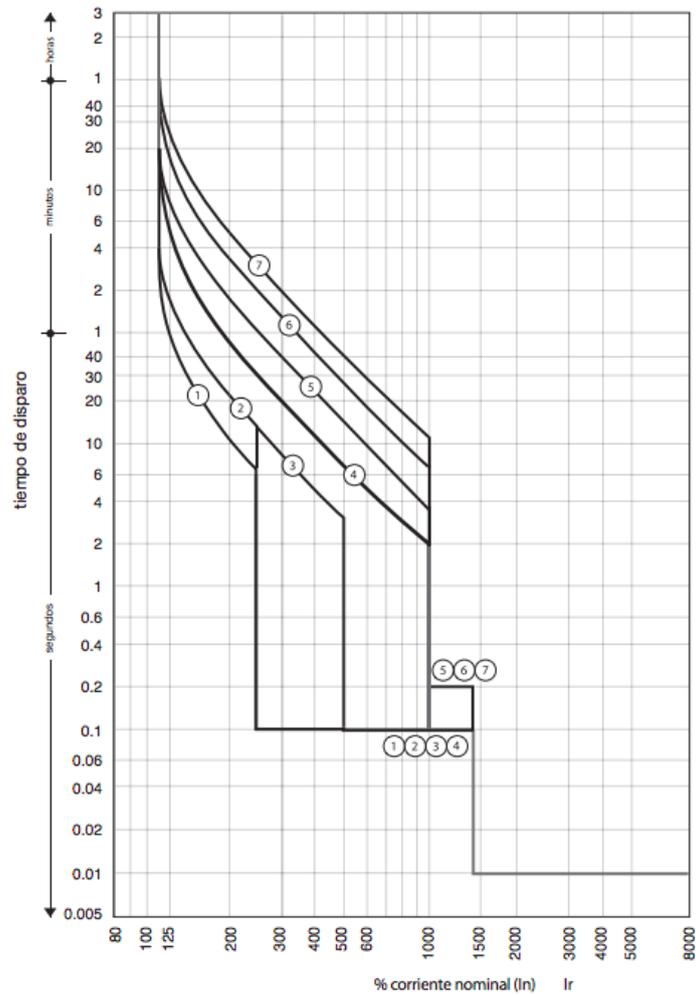


Figura 4.11 Grafica interruptor automático 250 A

Con estos datos y la gráfica del propio interruptor automático vemos que en todos los puntos del cableado el interruptor automático salta en 0,01 segundos y por lo tanto este interruptor protege adecuadamente el sistema.

#### Fusible en la entrada del CT

Pegado al CT se instalará un fusible para proteger la instalación de posibles cortocircuitos y sobrecargas. La corriente que circula por el tramo del embarrado al CT es la suma de los tramos que provienen de los AC Box. Dos tramos iguales tienen una corriente máxima de cable de 722 A y tercer tramo es de 541,5 A por lo que la suma de estos es de 1985,5 A. Un sobredimensionamiento del 25% de la corriente máxima que recorre el cable es de 2481,9 A por lo que un fusible de 2500 A protege la instalación.



Figura 4.12 Fusible de 2500 A

## 5. Estimación de la energía producida

Iniciamos la simulación de la planta utilizando la herramienta PVSyst, ampliamente reconocida como la más utilizada para todo tipo de instalaciones solares. PVSyst tiene una extensa base de datos que incluye información meteorológica de diversas ubicaciones de todo el mundo, así como datos técnicos de módulos e inversores de numerosas empresas dedicadas a este sector.

El proceso de simulación de la instalación fotovoltaica de Aljaraque se llevará a cabo de la próxima forma. Para empezar, seleccionaremos la opción "Instalaciones conectadas a la red". A continuación, definiremos la base meteorológica adecuada para la ubicación. Una vez importada la base meteorológica, procederemos a configurar la orientación, los equipos, las pérdidas y, por último, la limitación de exportación. Para realizar una evaluación económica completa, simularemos el rendimiento durante los primeros 25 años, lo que nos permitirá examinar la retribución generados.

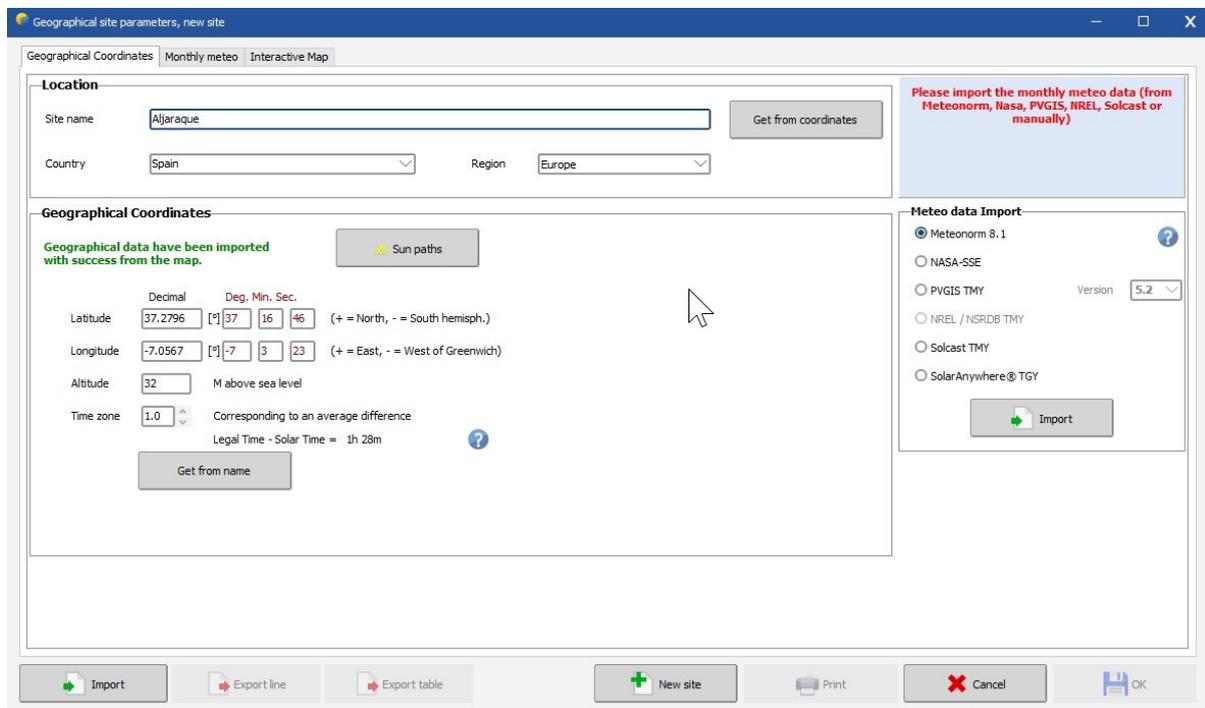


Figura 5.1 Pestaña de selección de ubicación

Comenzaremos creando la base meteorológica, en este caso utilizaremos la base de datos predeterminada de PVSyst, llamada Meteonorm, que suele ser bastante confiable. Simplemente ingresaremos un título para la base meteorológica, las coordenadas y la altitud en relación al nivel del mar, y seleccionaremos "Import" eligiendo previamente Meteonorm.

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

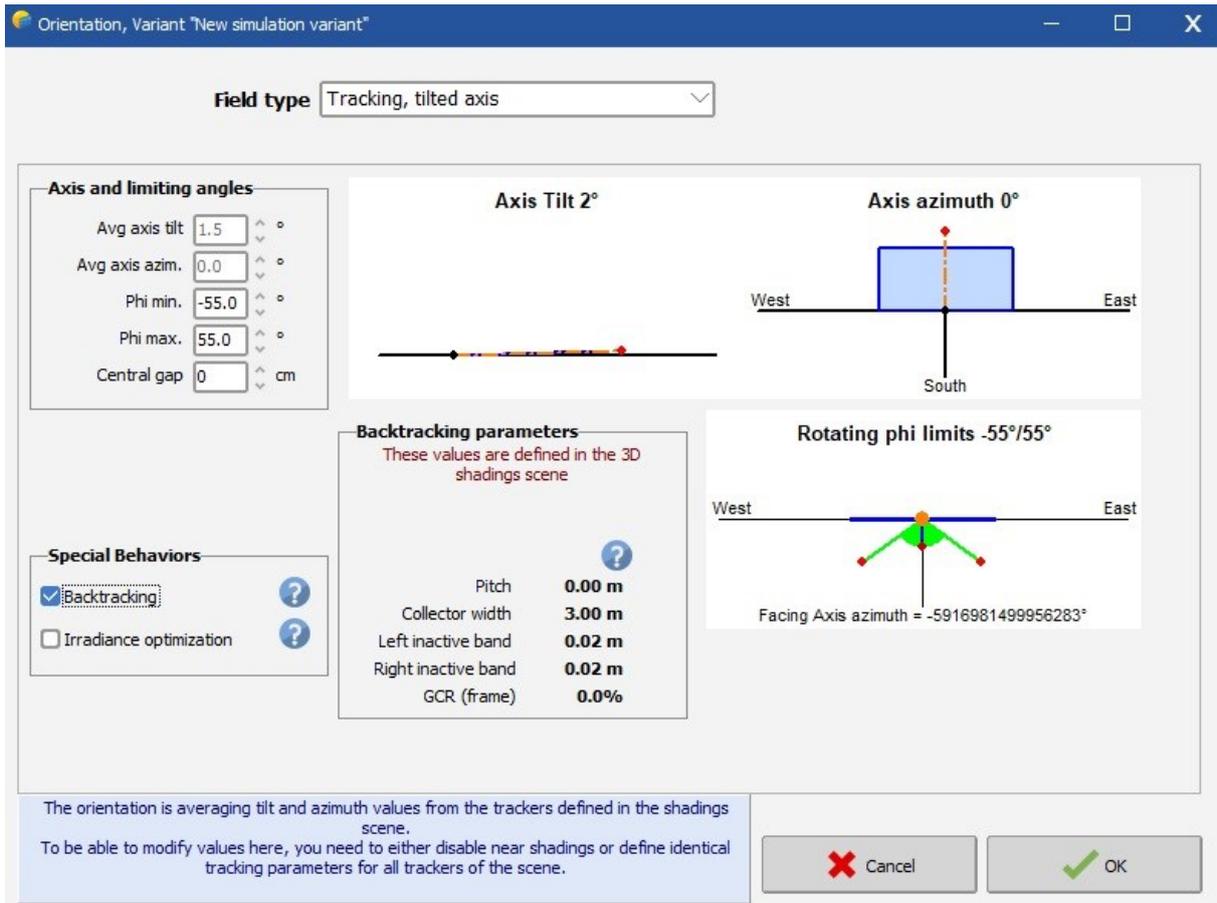


Figura 5.2 Orientación

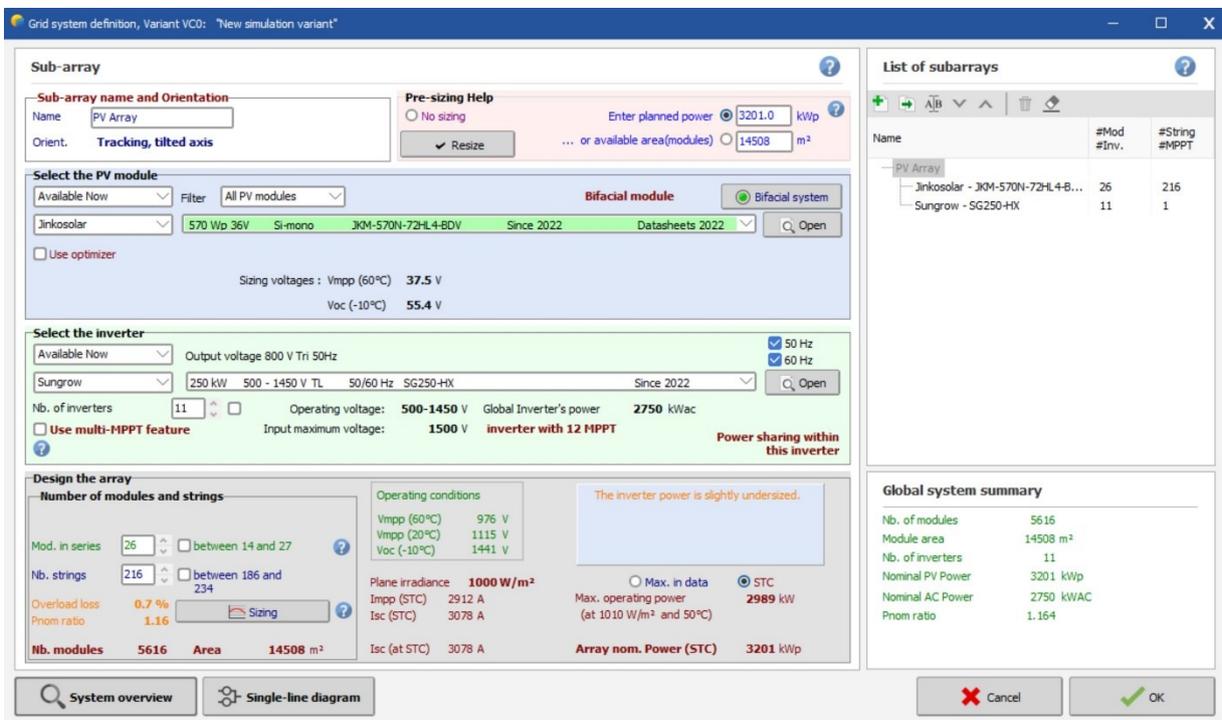


Figura 5.3 Selección equipos

Una vez configurada la base meteorológica, continuaremos seleccionando la orientación y los equipos principales. En cuanto a la orientación, optaremos por un seguidor de un eje, siendo el eje N-S. También seleccionaremos los módulos e inversores utilizados, junto con sus respectivas unidades.

A continuación, definiremos las pérdidas del sistema. A continuación, se proporcionará un resumen de los cambios realizados. Algunas de las pérdidas se mantendrán en sus valores predeterminados, mientras que otras se modificarán de la siguiente manera:

1. Pérdidas óhmicas en corriente continua (DC ohmic losses): Por defecto, el valor se establece en un 1,5%.
2. Pérdidas en corriente alterna (AC losses): Predeterminado, no se establece una cantidad específica, pero lo ajustaremos al 0,59% para toda la línea de transmisión de corriente alterna.
3. Pérdidas en el transformador externo (External transformer losses): Predeterminado, no se establece una cantidad específica para estas pérdidas. Estableceremos un valor de 0,1% para las pérdidas en el hierro y un 1% para las pérdidas resistivas e inductivas.
4. Pérdidas de eficiencia del módulo (Module efficiency loss): Estableceremos un valor de -0,8%. Estas pérdidas son negativas debido a que la eficacia real del módulo suele ser superior al indicado por el fabricante.
5. Degradación inducida por la luz (Light Induced Degradation): Estas pérdidas se refieren al deterioro de la eficacia del panel cuando se expone a la radiación solar por primera vez. Estimamos que estas pérdidas son aproximadamente del 2%.
6. Pérdidas auxiliares (Auxiliary losses): Predeterminado, no se tiene en cuenta el consumo de los equipos auxiliares, pero en este caso hemos establecido un consumo de 4 W por cada kW, lo que equivale al 0,4%.
7. Envejecimiento (Ageing): La degradación del panel se ha fijado en un 0,4% por año, según la información técnica proporcionada por el fabricante del módulo.
8. Indisponibilidad (Unavailability): Hemos establecido un valor del 1% para el tiempo durante el cual la planta fotovoltaica estará indisponible, ya sea debido a operaciones de mantenimiento u otras razones.

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

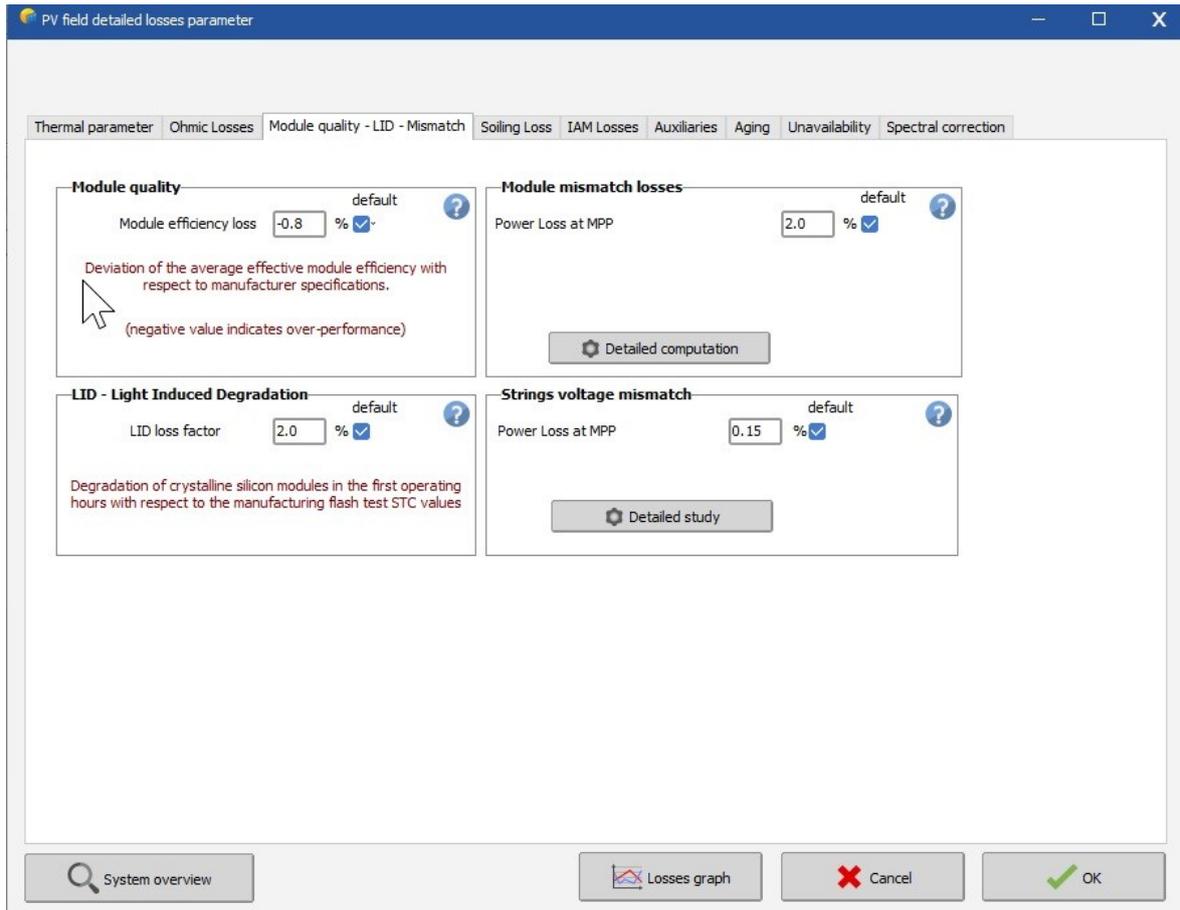


Figura 5.4 Definición de pérdidas y otros parámetros

Una vez finalizada la identificación de las pérdidas, hemos aplicado un horizonte en la sección "horizon" desde el banco de datos de PVgis. Además, en la sección "Near Shadings" hemos creado una representación cuadrada equivalente de la instalación. La forma cuadrada no debería afectar significativamente la producción en comparación con los hechos, por lo que importamos desde PVCase un archivo con extensión .DAE que contiene el diseño general de la planta para utilizarlo en PVSyst.

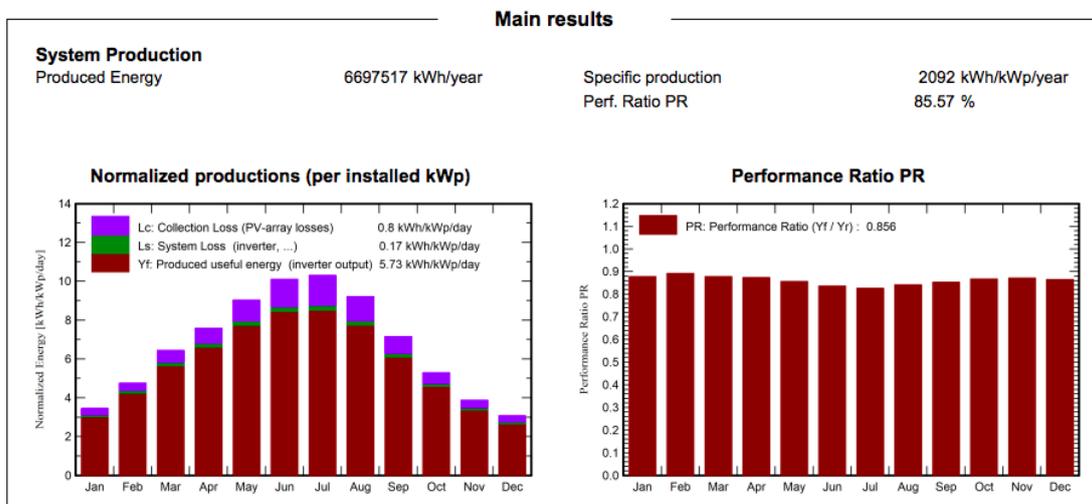


Figura 5.5 Resultados

## Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

Una vez este todo listo, solo queda pulsar el botón de simulación. El informe generado por PVSyst se incluirá en los anexos. En la Figura 4.5 se presentarán los principales resultados, como la energía generada durante el primer año de funcionamiento y el PR (Performance Ratio), la cual es una medida de la eficacia de la instalación. También obtendremos resultados a 25 años para poder estudiar la vida útil de la instalación.

Year	E Grid
	kWh
1	6221935
2	6191666
3	6161396
4	6131127
5	6100857
6	6070588
7	6026878
8	5983168
9	5939458
10	5895748
11	5852039
12	5824101
13	5796163
14	5768225
15	5740287
16	5712349
17	5683120
18	5653891
19	5624662
20	5595432
21	5566203
22	5504092
23	5441982
24	5379871
25	5317760

Figura 5.6 Resultados de los 25 años para estructura con seguidor de un eje

A continuación, se repetirá el proceso, pero con estructura fija. Se detallan los resultados para una estructura fija en la misma parcela en la figura inferior.

Year	E Grid
	kWh
1	5157010
2	5140787
3	5122108
4	5100812
5	5076922
6	5048577
7	5016094
8	4982102
9	4947645
10	4913667
11	4883830
12	4858387
13	4834499
14	4811821
15	4789905
16	4770000
17	4751364
18	4731402
19	4709079
20	4683387
21	4649273
22	4606634
23	4560249
24	4511072
25	4460026

Figura 5.7 Resultados de los 25 años para estructura fija

## 6. Estudio de rentabilidad

### 6.1. Costo nivelado de la energía (LCOE)

Para poder estudiar el coste por kilovatio utilizamos la fórmula matemática LCOE siendo este el coste neto medio de producción de energía para una instalación fotovoltaica durante su vida útil incluyendo los costes de operación y mantenimiento. Esta fórmula sirve para comparar distintas tecnologías generadoras de energía.

La fórmula del LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{M}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{gen}}{(1+r)^t}}$$

Donde:

- Egen (Energía generada por la instalación)
- M (Gastos de mantenimiento y operación)
- I (Inversión inicial del proyecto)

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

- r (Tasa de descuento): 9%
- n (Vida útil de la instalación): 25 años

La fórmula queda como:

$$\text{Coste Equivalente} = \frac{LCOE \cdot E_1}{1 + r} + \frac{LCOE \cdot E_2}{(1 + r)^2} + \dots + \frac{LCOE \cdot E_{25}}{(1 + r)^{25}}$$

6.1.1. Estimación de gastos anuales

En la próxima tabla se muestran los gastos de reemplazo de componentes y de operación y mantenimiento anualmente durante 25 años. En la columna de reemplazo de componentes la suma total durante los 25 años es de 90,000 € los cuales se reparten durante los últimos 20 años.

Adicionalmente, los costes de alquiler de parcela no serán necesarios ya que es propiedad del cliente.

Año	Coste O&M (€)	Reemplazo de componentes (€)	Total (€)
1	5000	0	5000
2	5000	0	5000
3	5250	0	5250
4	5250	0	5250
5	5250	0	5250
6	5880	4500	10380
7	5880	4500	10380
8	5880	4500	10380
9	5880	4500	10380
10	5880	4500	10380
11	5880	4500	10380
12	5880	4500	10380
13	5880	4500	10380
14	5880	4500	10380

15	5880	4500	10380
16	6762	4500	11262
17	6762	4500	11262
18	6762	4500	11262
19	6762	4500	11262
20	8114,4	4500	12614,4
21	8114,4	4500	12614,4
22	8114,4	4500	12614,4
23	8114,4	4500	12614,4
24	8114,4	4500	12614,4
25	8114,4	4500	12614,4

Tabla 6.1 Costes reemplazo de componentes y de O&M

#### 6.1.2. Cálculo del LCOE

Al haber calculado los parámetros necesarios para el LCOE a los 25 años se calcula este a continuación.

$$LCOE = 0,07944 \text{ €/kWh}$$

Este valor aproximado a tres decimales quedaría en 0,080 €/kWh.

## 6.2. Rentabilidad

Se supone que la energía total generada será inyectada en la red eléctrica para su venta ya que los equipos que consumen electricidad como los seguidores generan su propia energía para su funcionamiento. Antes de calcular la rentabilidad debemos estimar el precio de la electricidad.

$$BENEFICIO NETO = PV \cdot E_{gen} - LCOE \cdot E_{gen}$$

#### 6.2.1. Estimación del precio de venta de la electricidad

El precio de la electricidad fluctúa mucho y muy rápido dependiendo mucho de la situación global y de otros factores. Por ello se calcula una media aritmética de los últimos meses utilizando la página web

del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) para la parte española y se obtiene 89,66 €/MWh asique se escoge 90 €/MWh para simplificar. Esto queda en 0,090 €/kWh.

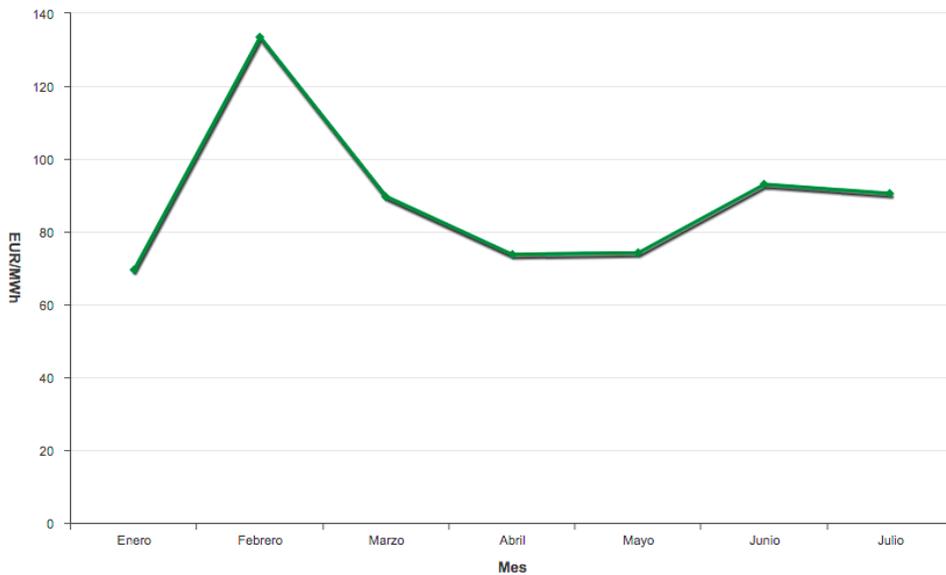


Figura 6.1 Precio anual del mercado eléctrico español (OMIE, 2023)

Así que la ecuación del beneficio se simplifica a:

$$BENEFICIO = 0,090 \cdot E_{gen} - 0,080 \cdot E_{gen} = 0,010 \cdot E_{gen}$$

### 6.2.2. Cálculo de la tasa interna de retorno (TIR)

Ahora se calcula el TIR que es la tasa interna de retorno, esta es el porcentaje que nos dice si un proyecto genera suficientes ganancias para que merezca la pena la inversión. Esta representa la tasa de rendimiento a la cual el flujo de efectivo neto de un proyecto de inversión se iguala a cero. Para un proyecto como este en una ubicación como Aljaraque una tasa de retorno apropiada puede ser del 9% para un proyecto a largo plazo.

El TIR se calcula con la siguiente ecuación:

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

Donde:

- I (Inversión inicial del proyecto)
- F<sub>t</sub> (Flujo de caja en el año t)
- TIR (Tasa interna de retorno)
- n (Número de años): 25 años

Para ello se necesitan calcular los flujos de caja con la siguiente formula:

$$F_t = I_t - G_t$$

Donde:

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

- I<sub>t</sub> (Ingresos en el año t, la energía vendida por el precio calculado (0,090€/kWh))
- G<sub>t</sub> (Gastos en el año t (O&M y reemplazo de componentes))

<b>Año</b>	<b>Energía generada (kWh)</b>	<b>Ingresos (€)</b>	<b>Gastos (€)</b>	<b>Flujo de caja (€)</b>
0	0	0	1.924.637,00	-1.924.637,00 €
1	6.221.935	559.974,15	5.000,00	554.974,15 €
2	6.191.666	557.249,94	5.000,00	552.249,94 €
3	6.161.396	554.525,64	5.250,00	549.275,64 €
4	6.131.127	551.801,43	5.250,00	546.551,43 €
5	6.100.857	549.077,13	5.250,00	543.827,13 €
6	6.070.588	546.352,92	10.380,00	535.972,92 €
7	6.026.878	542.419,02	10.380,00	532.039,02 €
8	5.983.168	538.485,12	10.380,00	528.105,12 €
9	5.939.458	534.551,22	10.380,00	524.171,22 €
10	5.895.748	530.617,32	10.380,00	520.237,32 €
11	5.852.039	526.683,51	10.380,00	516.303,51 €
12	5.824.101	524.169,09	10.380,00	513.789,09 €
13	5.796.163	521.654,67	10.380,00	511.274,67 €
14	5.768.225	519.140,25	10.380,00	508.760,25 €
15	5.740.287	516.625,83	10.380,00	506.245,83 €
16	5.712.349	514.111,41	11.262,00	502.849,41 €
17	5.683.120	511.480,80	11.262,00	500.218,80 €
18	5.653.891	508.850,19	11.262,00	497.588,19 €
19	5.624.662	506.219,58	11.262,00	494.957,58 €

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

20	5.595.432	503.588,88	12.614,40	490.974,48 €
21	5.566.203	500.958,27	12.614,40	488.343,87 €
22	5.504.092	495.368,28	12.614,40	482.753,88 €
23	5.441.982	489.778,38	12.614,40	477.163,98 €
24	5.379.871	484.188,39	12.614,40	471.573,99 €
25	5.317.760	478.598,40	12.614,40	465.984,00 €

Tabla 6.2 Flujos de caja

La parcela que se utiliza para la instalación nos cuesta 200.000,00 €, los cuales van incluidos en la inversión inicial. Una vez están los valores calculados en la tabla se procede a calcular el TIR. Para poder calcularlo se necesita utilizar la herramienta “Solver” del programa Excel ya que es una ecuación de grado 25 para poder usar un método iterativo automático.

Iterando para que el VAN iguale a 0 se obtiene un valor para el TIR de:

$$\text{TIR} = 28,15 \%$$

Siendo el valor del TIR superior al de la tasa de descuento del proyecto esto significa que la rentabilidad del proyecto será mayor que la que se había acordado, por lo que será una buena inversión.

Operando análogamente, con una estructura fija e incluyendo la producción de energía mencionada en el apartado 5 y el presupuesto proporcionado en los anexos en la tabla P2 obtenemos el siguiente resultado:

$$\text{TIR} = 27,47 \%$$

Como podemos comprobar el TIR es mayor para una instalación con estructura con seguidor a un eje.

### 6.2.3. Cálculo del valor actual neto (VAN)

El valor actual neto es una medida financiera que evalúa la rentabilidad de una inversión y representa la diferencia entre los ingresos y los costos a lo largo del tiempo, descontados a una tasa de interés.

Existen tres casos posibles del VAN:

- 1)  $\text{VAN} \geq 0$ : La inversión generara beneficios.
- 2)  $\text{VAN} = 0$ : La inversión no generara ni beneficios ni perdidas.
- 3)  $\text{VAN} \leq 0$ : La inversión genera pérdidas.

Se utiliza la misma fórmula que se utiliza para el cálculo del TIR:

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

Calculándolo para 25 años esto resulta en:

$$\text{VAN} = 3.255.054,44 \text{ €}$$

Así que la inversión sería rentable.

De igual manera calculamos el VAN, pero con una estructura fija e incluyendo la producción de energía mencionada en el apartado 5 y el presupuesto proporcionado en los anexos en la tabla P2 obtenemos el siguiente resultado:

$$\text{VAN} = 2.665.230,60 \text{ €}$$

Como podemos comprobar el VAN es mayor para una instalación con estructura con seguidor a un eje.

#### 6.2.4. Cálculo del periodo de retorno

El periodo de retorno es la última medida económica para calcular en cuanto tiempo tardara el proyecto en recuperar la inversión y comenzar a tener beneficios. En la próxima grafica se muestran los ingresos, gastos y flujos de caja acumulados.

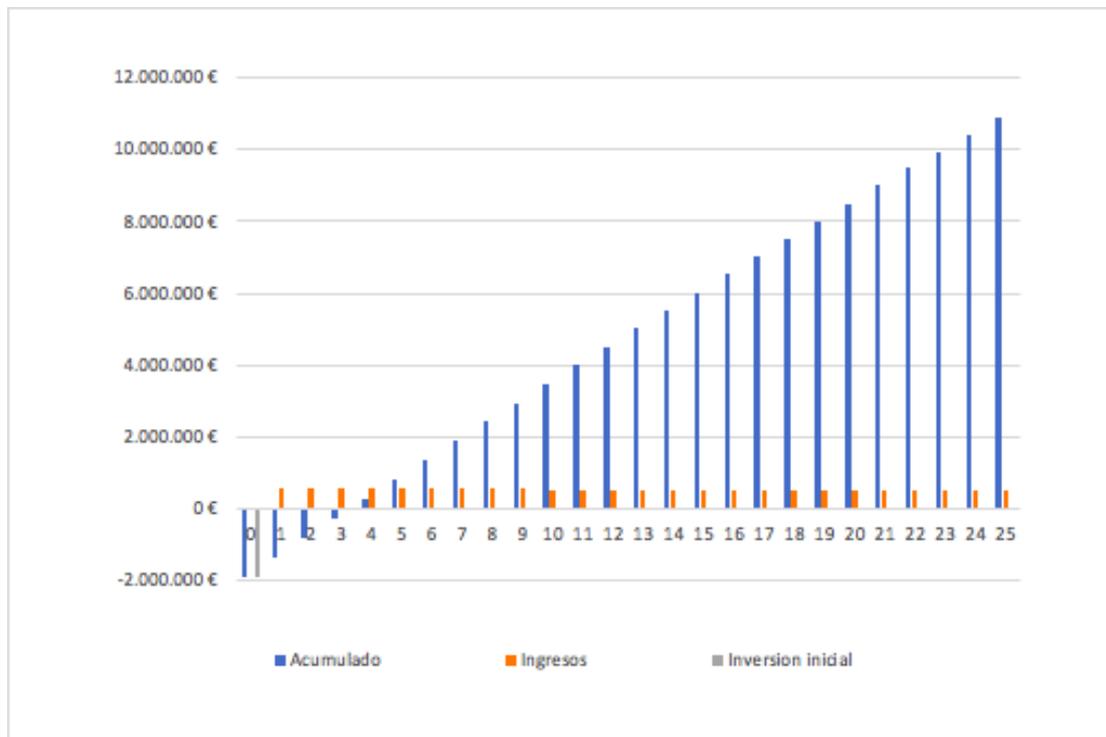


Figura 6.2 Flujo de caja durante 25 años

Por lo que observando el gráfico se ve que el tiempo de retorno de este proyecto estará entre los 3 y 4 años.

## 7. Itinerario administrativo

La instalación de una planta fotovoltaica en Andalucía requiere seguir un itinerario administrativo bien definido. Este proceso abarca una serie de pasos que deben ser completados en orden para garantizar el cumplimiento de las regulaciones legales y obtener las autorizaciones necesarias. Desde el estudio de viabilidad inicial hasta el registro y cumplimiento de las obligaciones fiscales, cada paso es esencial para asegurar el éxito y la legalidad del proyecto.

1. Estudio de viabilidad: Se realiza un estudio detallado de viabilidad técnica, económica y legal de la instalación fotovoltaica de 2,75 MW en Aljaraque, Huelva. Se evalúa aspectos como la radiación solar, la capacidad de conexión a la red eléctrica local, los permisos requeridos y los costos asociados.
2. Permiso de ocupación del suelo: Se obtiene el permiso de ocupación del suelo en Aljaraque donde se planea construir la planta fotovoltaica. Esto implica presentar un estudio de impacto ambiental y obtener las autorizaciones específicas requeridas según la normativa local en Huelva.
3. Licencia de obras: Solicita la licencia de obras necesaria para la construcción de la planta fotovoltaica de 2,75 MW en Aljaraque. Presenta el proyecto técnico detallado y cumple con los requisitos establecidos por el Ayuntamiento de Aljaraque y las autoridades competentes de Huelva.
4. Autorización administrativa: Se solicita la autorización administrativa para la producción y generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en Aljaraque, Huelva. Se presentará la documentación requerida ante el organismo competente en materia de energía en Andalucía, como la Consejería de Hacienda, Industria y Energía.
5. Conexión a la red eléctrica: Se solicitará el punto de conexión a la red eléctrica para la planta fotovoltaica en Aljaraque. Presenta un proyecto de conexión que cumpla con los requisitos técnicos establecidos por la empresa distribuidora de energía eléctrica en Huelva.
6. Registro administrativo: Registra la instalación fotovoltaica de 2,75 MW en el Registro Andaluz de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. Asegúrate de cumplir con los requisitos de registro específicos establecidos por la Junta de Andalucía.
7. Trámites fiscales: Cumple con las obligaciones fiscales relacionadas con la instalación y operación de la planta fotovoltaica en Aljaraque. Esto puede incluir el pago de impuestos y la solicitud de incentivos o beneficios fiscales disponibles para las energías renovables según la normativa local y regional.

## Conclusión

A lo largo de este trabajo se ha diseñado una instalación fotovoltaica para la generación y venta de energía, disponiendo para ello de una parcela de 46.000 metros cuadrados que dispone de un punto de evacuación a unos 200 metros de distancia. Se ha empleado un módulo solar fotovoltaico de 570 Wp, modelo JKM-570N-72HL4-BDV de la marca Jinko Solar la cual tiene un prestigio reconocido. Para los inversores se han empleado el modelo SG250HX de la marca Sungrow de 250 kW de potencia. Se ha explorado la instalación de estructuras tanto fijas como móviles con seguidor de un eje. Para ambas se ha obtenido la estimación de producción eléctrica empleando para ello el programa PVsyst al que se le ha proporcionado los datos de entrada tales como ubicación, pérdidas, sombreado, entre otros parámetros.

De esta simulación se han obtenido la generación eléctrica para ambos casos para un periodo de 25 años que es su vida útil. Calculándose una producción para estructura fija y con seguidor de 121 GWh y 145 GWh respectivamente y a partir de unos costes para cada una de las alternativas se han obtenido los distintos parámetros económicos que determinan la rentabilidad del proyecto. En el apartado 6 de rentabilidad económica se ha calculado un TIR y un VAN para cada tipo de estructura siendo más favorables para la estructura con seguidor de un eje siendo respectivamente un 28,15 % y 3.255.054,44 €, y por lo tanto es esta la solución adoptada para el desarrollado de este proyecto. El periodo de retorno de la inversión de este proyecto es de entre 3 y 4 años de esta manera el proyecto será rentable a lo largo de más del 80% de su ciclo de vida.

La solución adoptada consta de 5616 módulos solares y 11 inversores con un total de potencia pico de 3201 kWp y un total de potencia nominal de 2,75MW. Adicionalmente se han calculado todos los parámetros eléctricos para que sea una instalación segura tales como: protecciones, secciones de cableado, puestas a tierra y comprobaciones de datos de salida del programa PVsyst.

La inversión inicial de este proyecto es de 1.924.637 € el cual se indica en el anexo 1 en el apartado de Presupuesto donde se distinguen los distintos costes. También se ha hecho una aproximación de los gastos de O&M y del reemplazo de componentes durante su vida útil de 25 años, estos gastos están indicados en el apartado 6.1.1.

Una vez expuesto todo lo anteriormente mencionado no es menos importante recalcar que este proyecto ayuda a cumplir los Objetivos de Desarrollo Sostenible, especialmente el objetivo número 7 de energía asequible y no contaminante y el objetivo número 8 de trabajo decente y crecimiento económico ya que este proyecto tanto en su obra como en su mantenimiento propiciara la creación de empleos locales tanto cualificados como no.

## Bibliografía

United Nations. (s. f.). *¿Qué es el cambio climático? | Naciones Unidas*. Obtenido de

<https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change>

*Publicada la primera entrega del sexto Informe de Evaluación del IPCC*. (s. f.). Ministerio para la

Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/en/ceneam/carpeta-informativa-del-ceneam/novedades/primera-entrega-sexto-informe-ipcc.aspx>

*El cambio climático en Europa, en gráficos*. (2023). <https://www.epdata.es/datos/cambio-climatico-europa-mapas-graficos/642?accion=1>

Europa Press. (2019). *Endesa pone en servicio una nueva subestación eléctrica en Aljaraque (Huelva)*.

[europapress.es. https://www.europapress.es/andalucia/huelva-00354/noticia-endesa-pone-servicio-nueva-subestacion-electrica-aljaraque-huelva-20190826170244.html](https://www.europapress.es/andalucia/huelva-00354/noticia-endesa-pone-servicio-nueva-subestacion-electrica-aljaraque-huelva-20190826170244.html)

¿Qué es el efecto invernadero? – Climate change: Vital signs of the planet. (s. f.-b). Climate Change: Vital Signs of the Planet. <https://climate.nasa.gov/faq/70/que-es-el-efecto-invernadero/>

Waterworth, D. (2022, 22 diciembre). EU solar shines bright in stunning year. *CleanTechnica*.

<https://cleantechnica.com/2022/12/21/eu-solar-shines-bright-in-stunning-year/>

Pareja Aparicio, M. *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. (2010). Google Books.

[https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=YkxOEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=articulos+cientificos+radiacion+solar+&ots=r8-92KJhfj&sig=vGud0l-fQVdbpTxV\\_OkPvNfI0N8#v=onepage&q&f=false](https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=YkxOEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP1&dq=articulos+cientificos+radiacion+solar+&ots=r8-92KJhfj&sig=vGud0l-fQVdbpTxV_OkPvNfI0N8#v=onepage&q&f=false)

Colaboradores de Wikipedia. (2023). Energía solar térmica. Wikipedia, la enciclopedia libre.

[https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_solar\\_t%C3%A9rmica](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar_t%C3%A9rmica)

*Wikiwand - Efecto fotoeléctrico*. (s. f.). Wikiwand.

[https://www.wikiwand.com/es/Efecto\\_fotoel%C3%A9ctrico](https://www.wikiwand.com/es/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico)

<https://www.areatecnologia.com>. (s. f.). *Paneles solares funcionamiento tipos usos celdas*.

<https://www.areatecnologia.com/electricidad/paneles-solares.html>

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

*Revista de Urbanismo.* (2023).

[https://web.uchile.cl/vignette/revistaurbanismo/CDA/urb\\_simple/0,1310,SCID%253D14982%2526ISID%253D530%2526IDG%253D2%2526ACT%253D0%2526PRT%253D14974,00.html](https://web.uchile.cl/vignette/revistaurbanismo/CDA/urb_simple/0,1310,SCID%253D14982%2526ISID%253D530%2526IDG%253D2%2526ACT%253D0%2526PRT%253D14974,00.html)

Qualitas, D. (2023). Historia de la energía solar fotovoltaica. *Estudiar Energías Renovables Online.*

<https://estudiarenergiasrenovablesonline.es/historia-energia-solar-fotovoltaica/#ftoc-heading-1>

Roser, M. (2023, 1 septiembre). *Why did renewables become so cheap so fast?* Our World in Data.

<https://ourworldindata.org/cheap-renewables-growth>

*España triplica la producción de energía solar fotovoltaica en los últimos tres años.* (2023, 2 marzo).

Compromiso RSE. <https://www.compromisorse.com/rse/2023/03/02/espana-triplica-la-produccion-de-energia-solar-fotovoltaica-en-los-ultimos-tres-anos/>

Statista. (2023, 16 marzo). *Potencia solar fotovoltaica instalada en España 2010-2022.*

<https://es.statista.com/estadisticas/1004387/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-en-espana/>

*Product | SUNGROW.* (s. f.). <https://spa.sungrowpower.com/productDetail/700>

*Precio horario del mercado diario | OMIE.* (s. f.). <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>

## Anexos

1. Presupuesto
2. Planos
3. Fichas técnicas

# Anexo 1: Presupuesto

Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

1. Presupuesto

En este apartado valoraremos dos presupuestos con dos tipos de estructuras distintas, tracker y fija, para comparar.

Componentes	Coste €/kWp	Precio unidad €/Ud.	Coste total €
Módulos fotovoltaicos		152	853.632
Inversores		8.200	90.200
Transformador		50.000	50.000
Estructura tracker, montaje, etc.	125,00		343.750
Obra eléctrica (Cableado, protecciones, conductores, etc.)	50		137.500
Obra civil	29,8725		82.149
Monitorización	7,375		20.281
CCTV	7,875		21.656
Vallado	9,375		25.781
Compra de la parcela		200.000	200.000
Otros	36,25		99.687
	TOTAL (€):		1.924.637

Tabla P1: Presupuesto con estructura tracker (2,75 MW)

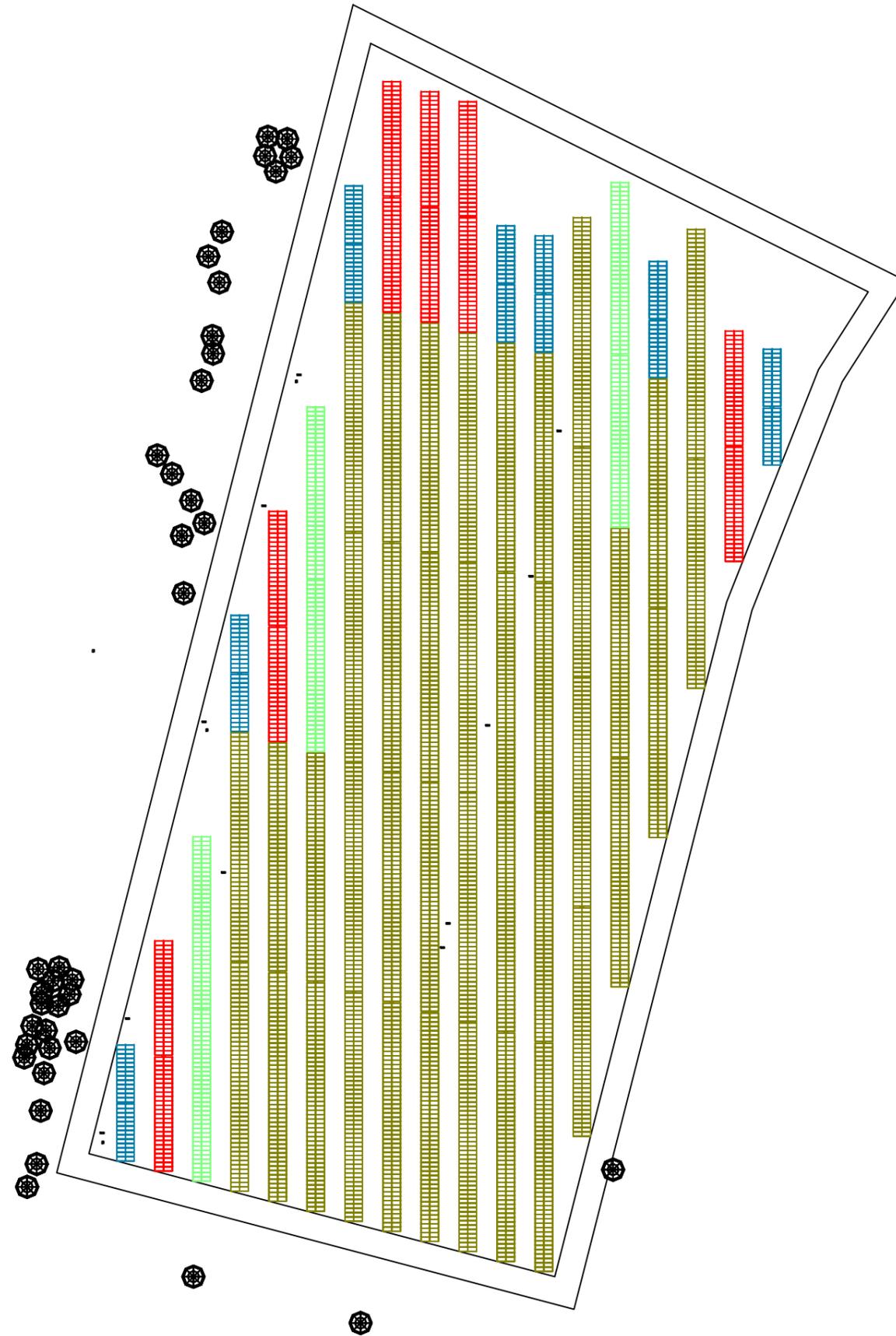
Proyecto de instalación fotovoltaica en parcela de 46.000m<sup>2</sup> en la provincia de Huelva

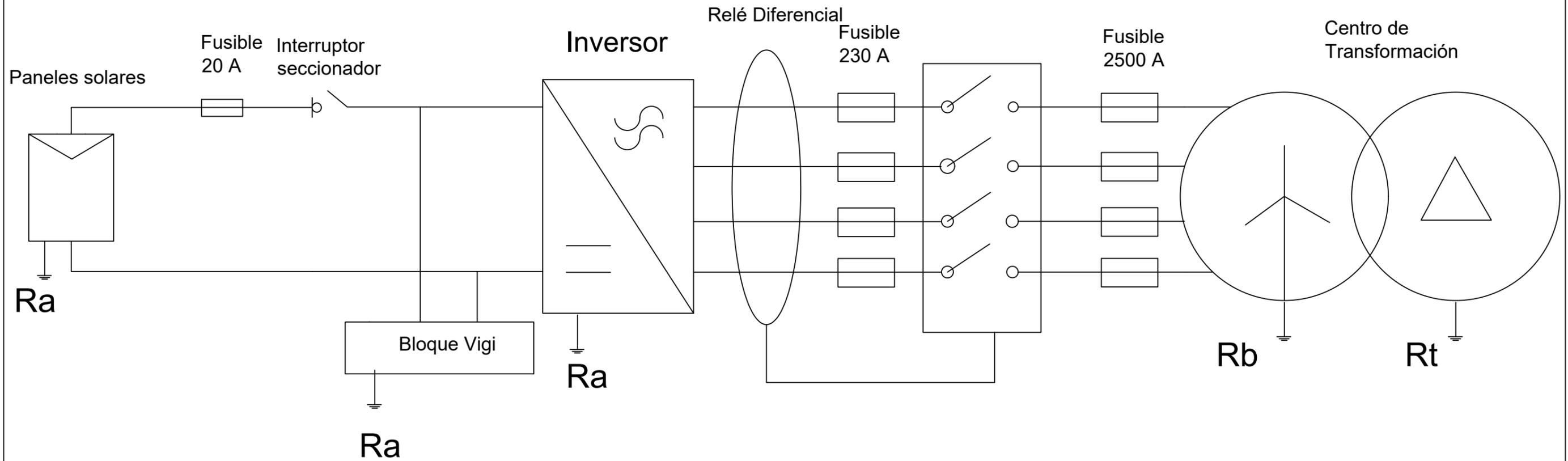
Componentes	Coste €/kWp	Precio unidad €/Ud.	Coste total €
Módulos fotovoltaicos		152	711.360
Inversores		8.200	73.800
Transformador		50.000	50.000
Estructura fija, montaje, etc.	99,57		273.824
Obra eléctrica (Cableado, protecciones, conductores, etc.)	50		112.500
Obra civil	29,8725		67.213
Monitorización	7,375		16.593
CCTV	7,875		21.656
Vallado	9,375		25.781
Compra de la parcela		200.000	200.000
Otros	36,25		81.562
	<b>TOTAL (€):</b>		<b>1.634.291</b>

Tabla P2: Presupuesto con estructura fija (2,25 MW)

# Anexo 2:

# Planos





# Anexo 3:

# Fichas

# técnicas



**SF7** | From both  
Bi-facial | sides now

The next-generation-now horizontal single-axis solar tracker



# Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.



Single-Axis Tracker

**UNITED STATES**  
5800 Las Positas Road  
Livermore, CA 94551  
usa@soltec.com  
+1 510 440 9200

**SPAIN**  
(Murcia)  
info@soltec.com  
+34 968 603 153  
(Madrid)  
emea@soltec.com  
+34 91 449 72 03

**BRAZIL**  
brasil@soltec.com  
+55 071 3026 4900

**MEXICO**  
mexico@soltec.com  
+52 1 55 5557 3144

**CHILE**  
chile@soltec.com  
+56 2 25738559

**PERU**  
peru@soltec.com  
+51 1422 7279

**INDIA**  
india@soltec.com  
+91 124 4568202

**AUSTRALIA**  
australia@soltec.com  
+61 2 8067 8811

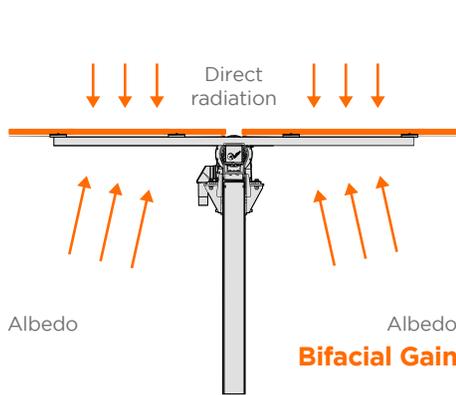
**CHINA**  
china@soltec.com  
+86 21 66285799

**ARGENTINA**  
argentina@soltec.com  
+54 9 114 889 1476

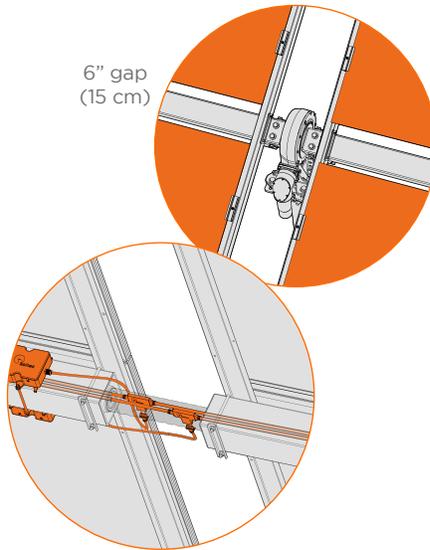
**EGYPT**  
egypt@soltec.com

**B&V Bankability report**  
**DNV GL Technology**  
**Review available**  
**RWDI WIND TUNNEL TESTED**

**2 year background**  
**industrial operation**



**No Shading**  
Two-up portrait module mounting:  
no backside shading from torque tube.

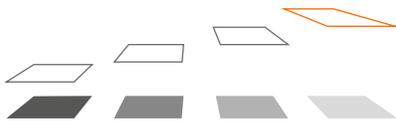


Eliminates hanging wires and manages cable through the torque tube, reducing the total wire up to **83%** and installation labor up to **75%**.



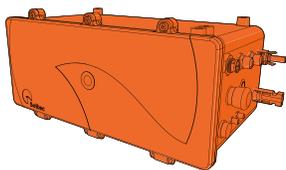
**Only 7 piles per every 90 modules** and no dampers, minimizing the number of objects shading the rear side of the modules. 46% fewer piles per MW.

## Taller Tracker



Bifacial performance is increased by height of installation, reducing shadow intensity projection.

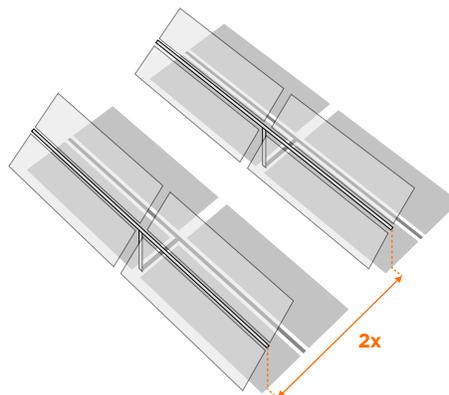
## Highest Power Density



SF7 is **Self-Powered PV Series** and does not require an extra module. More PV active area per tracker for better land-use.

## 2x Wider Aisles

Maximize reflected solar energy (albedo) while improve O&M accessibility for modules washing and vegetation control.



# Cables de Energía de Media Tensión

## RH5Z1-OL AL 12/20 kV - 18/30 kV (ENDESA)

Cable de energía para circuitos de distribución de media tensión con certificación CPR clase Fca, adecuado para instalaciones al aire, en bandejas o enterradas y de uso obligatorio en las instalaciones de ENDESA.

Conductor de Aluminio, aislamiento XLPE, pantalla de cinta de aluminio que provee obturación radial al paso del agua. Cubierta deslizante de buena resistencia mecánica y a la intemperie.



Fca



Libre de halógenos  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2  
UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1



Estanco/sumergible



Baja emisión de gases corrosivos  
UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2



Resistente al agua



Resistencia a la intemperie



Resistencia a muy baja temperatura (-40 °C)



Resistencia a las radiaciones UV



Excelente deslizamiento



Instalaciones solares fotovoltaicas

### APLICACIONES

Se emplean en instalaciones fijas de distribución de media tensión, tanto en interior como en exterior, siendo muy adecuados para instalaciones enterradas, ya sea directamente en el terreno o entubadas.

Cable estandarizado por las compañías eléctricas españolas en sus redes de distribución de baja tensiones, es de uso obligatorio en las instalaciones de media tensión de la compañía eléctrica ENDESA.

Cable demandado para su utilización en medianos y grandes proyectos fotovoltaicos.

### CONSTRUCCIÓN

#### Conductor:

Aluminio rígido clase 2, s/UNE EN 60228 IEC 60228

#### Pantalla semiconductor sobre conductor:

Semiconductor extrusionada sobre conductor adherida al aislamiento

#### Aislamiento:

Polietileno reticulado libre de halógenos (XLPE).

#### Pantalla semiconductor sobre aislamiento:

Capa semiconductor extrusionada separable en frío

#### Protección al Agua:

Cinta higroscópica para obturación longitudinal

#### Pantalla metálica:

Cinta longitudinal de aluminio termosoldada y adherida a la cubierta

#### Cubierta Exterior:

Polioléfina termoplástica libre de halógenos Z1.

Color: Rojo

### CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS - NORMATIVA

#### Norma Ref. Diseño

ENDESA DND00100, UNE 211620

#### Clasificación CPR (Euroclase)

Fca (UNE-EN 50575)

#### Libre halógenos

UNE-EN 60754-1 (IEC 60754-1)

#### Baja corrosividad de gases

UNE-EN 60754-2 (IEC 60754-2)

#### Tensión nominal

12/20 - 18/30 kV

#### Tª máxima en el conductor

+90 °C

#### Rango temp. ambiente

-40°C +60°C

La temperatura de servicio para situaciones de emergencia es de 105 °C, y de 250 °C para situaciones extremas de cortocircuito.

Obturación radial al paso del agua gracias la pantalla de cinta de aluminio. Obturación longitudinal por medio de cinta higroscópica

Cubierta con excelente resistencia a los impactos, al desgarro y a la abrasión, y de fácil deslizamiento para su instalación entubada.

Aptos para su uso a la intemperie y a la radiación ultravioleta.

Disponibilidad de kits especiales homologados por ENDESA para la instalación de la pantalla de aluminio.

Disponibles bajo pedido las opciones de Seguridad (S) con Euroclase Eca y Alta Seguridad (AS) con Euroclase Cca-s1b,d2,a1.

# Cables de Energía de Media Tensión

## RH5Z1-OL AL 12/20 kV - 18/30 kV

### (ENDESA)

#### Tensión 12/20 (24) kV

Número de conductores x sección	Diámetro nominal exterior (2)	Peso nominal (2)	Radio mínimo de curvatura en estático (2)	Radio mínimo de curvatura en dinámico (2)	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible			Reactancia a 50 Hz	Capacidad
						Al aire 40 °C (3)	Enterrado bajo tubo 25 °C (4)	Enterrado directamente 25 °C (5)		
mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	mm	Ω/km	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
1 x 95 (1)	28,4	795	430	570	0,320	255	190	205	0,118	0,231
1 x 120	30,0	915	450	600	0,253	295	215	235	0,113	0,254
1 x 150 (1)	31,2	1.020	470	625	0,206	335	245	260	0,110	0,271
1 x 185	33,0	1.165	495	660	0,164	385	280	295	0,106	0,296
1 x 240 (1)	35,3	1.385	530	710	0,125	455	320	345	0,102	0,330
1 x 300	37,3	1.580	560	750	0,100	520	365	390	0,098	0,368
1 x 400 (1)	40,3	1.920	605	810	0,0778	610	415	445	0,095	0,401
1 x 500	44,1	2.280	665	885	0,0605	715	480	505	0,092	0,456
1 x 630	47,3	2.750	710	950	0,0469	840	510	540	0,088	0,502

#### Tensión 18/30 (36) kV

Número de conductores x sección	Diámetro nominal exterior (2)	Peso nominal (2)	Radio mínimo de curvatura en estático (2)	Radio mínimo de curvatura en dinámico (2)	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible			Reactancia a 50 Hz	Capacidad
						Al aire 40 °C (3)	Enterrado bajo tubo 25 °C (4)	Enterrado directamente 25 °C (5)		
mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	mm	Ω/km	A	A	A	V/(A.km)	V/(A.km)
1 x 95 (1)	32,6	995	490	655	0,320	255	190	205	0,127	0,143
1 x 120	34,2	1.115	515	685	0,253	295	215	235	0,121	0,175
1 x 150 (1)	35,4	1.235	535	710	0,206	335	245	260	0,118	0,191
1 x 185	37,7	1.405	570	755	0,164	385	280	295	0,113	0,203
1 x 240 (1)	39,5	1.625	595	790	0,125	455	320	345	0,109	0,222
1 x 300	41,1	1.770	620	825	0,100	520	365	390	0,103	0,244
1 x 400 (1)	44,5	2.195	670	890	0,0778	610	415	445	0,101	0,270
1 x 500	48,3	2.580	725	970	0,0605	715	480	505	0,097	0,293
1 x 630	51,5	3.060	775	1.030	0,0469	840	510	540	0,094	0,331

(1) Secciones normalizadas por ENDESA: 1x95, 1x150, 1x240, 1x400

(2) Valores aproximados.

(3) Norma UNE 211435 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en trébol a temperatura ambiente de 40 °C

(4) Norma UNE 211435 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en trébol entubados a 1 metro de profundidad, temperatura del terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno de 1,5 K-m/W.

(5) Norma UNE 211435 Tabla A.3.2. Aislamiento XLPE, tres conductores dispuestos en trébol enterrados directamente en el terreno a 1 metro de profundidad, temperatura del terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno de 1,5 K-m/W.

**Los datos contenidos en este documento no suponen ningún compromiso para Tecnohm. La empresa se reserva el derecho de realizar cualquier modificación en esta hoja técnica sin previo aviso.**

# SG250HX

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW

Clean power for all



## HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- 30A MPPT compatible with 500Wp+ module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function

## SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Smart IV Curve diagnosis\*
- Fuse free design with smart string current monitoring

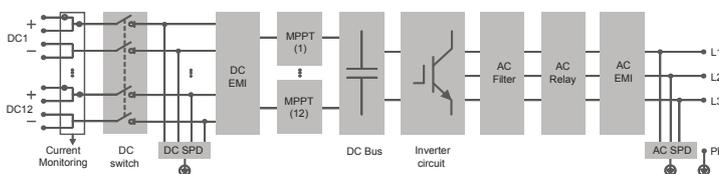
## LOW COST

- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function

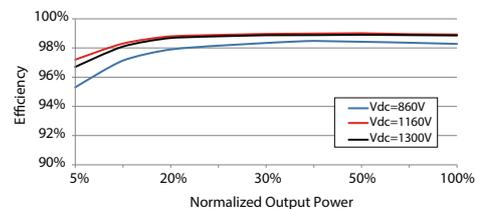
## PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 anti-corrosion
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

## CIRCUIT DIAGRAM



## EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A *12
Max. DC short-circuit current	50 A *12
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
<b>Efficiency</b>	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
<b>Protection</b>	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm <sup>2</sup> , optional 10mm <sup>2</sup> )
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm <sup>2</sup> )
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

\*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud





Fuse-link, high speed, 2500 A, AC 690 V, 200 kA, size 4, 105 x 120 x 67 mm, aR, IEC, UL, type K indicator



Part no. **FUSE 2500A 690V 4BKN/65 AR UC**  
 Catalog No. **170M7083**

### Delivery program

Product range			Fuse
Basic function			Fuse-link
Field of application			high speed
Rated current	I	A	2500
Rated voltage			AC 690 V
Construction size			size 4
Size			105 x 120 x 67 mm
Utilization category			aR
Status indicator			type K indicator
Breaking Capacity		kA	200
usable for size/applications			semiconductor protection
Standard/Approval			IEC UL
Shape			square body with flush end contacts
Standards/Regulations			IEC 60269-4

### Technical data ETIM 7.0

Circuit breakers and fuses (EG000020) / Low Voltage HRC fuse (EC000055)			
Electric engineering, automation, process control engineering / Electrical installation, device / Safety fuse inserts / Low-Voltage HRC fuse (ecl@ss10.0.1-27-14-20-05 [AFZ800015])			
Construction size			Other
Rated current		A	2500
Rated voltage		V	690
Voltage type			AC
Rated switching capacity		kA	200
Utilization category			aR (accompanied semiconductor protection)
Type of fuse status indicator			Other
Insulated metal gripping lugs (IMGL)			No

### Additional product information (links)

Product datasheet (pdf)	<a href="http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/bussmann/Electrical/Resources/product-datasheets-b/Bus_Ele_DS_720020_170M.pdf">http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/bussmann/Electrical/Resources/product-datasheets-b/Bus_Ele_DS_720020_170M.pdf</a>
-------------------------	---

# EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1

exZhellent COMPACT

## NORMAS

### CONSTRUCCIÓN

IEC 60502-1

UNE 21123-4

### REACCIÓN AL FUEGO\*

UNE-EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2

UNE-EN 50399

UNE-EN 61034-2; IEC 61034-2

UNE-EN 60754-2; IEC 60754-2

UNE-EN 60754-1; IEC 60754-1

UNE-EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24

## CLASIFICACIÓN CPR

### EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

DOP 000040

Clase C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1

### EXZHELLENT® Class SECTORFLEX

DOP 000135

Clase C<sub>ca</sub>-s1b,d1,a1

## CONSTRUCCIÓN

### 1. CONDUCTOR

Cobre, clase 5 según UNE-EN 60228.

Sectorial para secciones de 50 mm<sup>2</sup> y superiores (solución Sectorflex®).

### 2. AISLAMIENTO

Polietileno reticulado,

tipo XLPE según IEC 60502-1.

Identificación por color.

### 3. CUBIERTA EXTERIOR

Poliolefina termoplástica libre de halógenos, tipo ST8 según IEC 60502-1.

## APLICACIONES

Locales de pública concurrencia, instalaciones de enlace, locales con riesgo a incendio o explosión e instalaciones en falsos techos o suelos elevados en industrias. Y en general para instalaciones en las que el riesgo de incendio no sea despreciable.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C.

Temperatura mínima de trabajo: -25 °C.

## CERTIFICACIONES



\* En azul ensayos de fuego válidos en la UE.

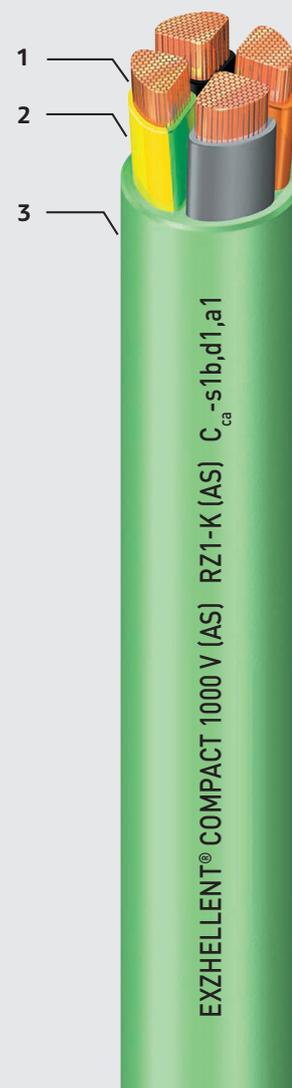


DESCÁRGATE LA DOP

(declaración de prestaciones)

<https://es.prysmiangroup.com/dop>

Nº DoP 000040  
000135



General Cable

A brand of

Prysmian  
Group

# EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV

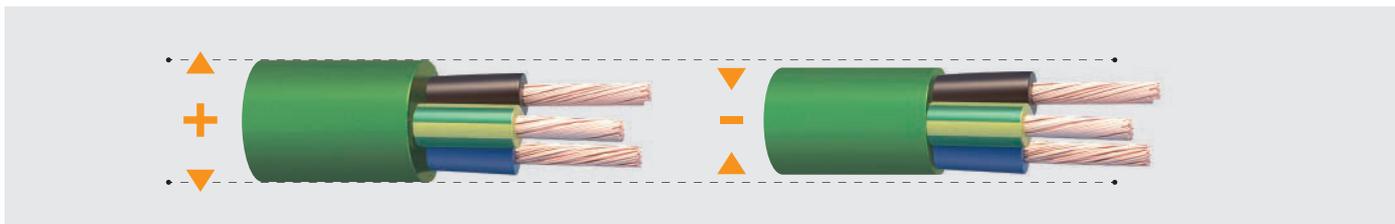


exZhellent COMPACT

## PRESTACIONES ADICIONALES:

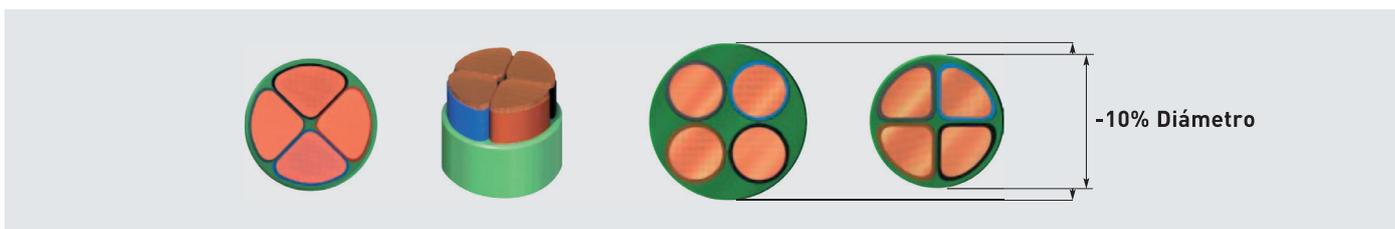
### Exzhellent® Compact 1000 V (AS)

Cable con conductores circulares según formaciones indicadas en tablas. 10 % más ligero y 7 % más compacto. Mayor manejabilidad, más ecológico. Sin desprendimiento de gotas incandescentes en caso de incendio.



### Exzhellent® Compact Sectorflex 1000 V (AS)

Cables con conductor sectorial para formaciones desde 2 hasta 4 conductores y secciones desde 50 mm<sup>2</sup>. 11 % más ligero y 10 % más compacto. Más manejable y ecológico.



# EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos φ= 1	cos φ= 0,8
1x1,5*	6,6	61	27	13,3	21	18	21	26,5	21,36
1x2,5*	7,0	74	29	7,98	30	25	27	15,92	12,88
1x4*	8,0	99	32	4,95	40	35	35	9,96	8,1
1x6*	8,5	125	34	3,3	52	44	44	6,74	5,51
1x10*	9,5	170	38	1,91	72	60	58	4	3,31
1x16*	10,1	220	41	1,21	97	80	75	2,51	2,12
1x25*	11,7	315	47	0,78	123	106	96	1,59	1,37
1x35*	12,8	410	52	0,55	154	131	117	1,15	1,01
1x50*	14,3	550	58	0,38	195	159	138	0,85	0,77
1x70*	16,4	750	66	0,27	244	202	170	0,59	0,56
1x95*	17,8	945	72	0,20	298	245	202	0,42	0,43
1x120*	19,8	1190	80	0,16	349	284	230	0,34	0,36
1x150*	21,8	1470	88	0,12	404	311	260	0,27	0,31
1x185*	23,7	1770	95	0,10	464	349	291	0,22	0,26
1x240*	25,7	2245	130	0,08	552	409	336	0,17	0,22
1x300*	29,5	2805	150	0,06	640	468	380	0,14	0,19
2x1,5*	8,9	120	36	13,3	24	20	24	30,98	24,92
2x2,5*	9,8	150	40	7,98	33	27	32	18,66	15,07
2x4*	10,8	200	44	4,95	45	36	42	11,68	9,46
2x6*	11,7	250	47	3,3	57	46	53	7,90	6,42
2x10*	13,6	365	55	1,91	78	63	70	4,67	3,84
2x16*	15,6	515	63	1,21	105	82	91	2,94	2,45
2x25*	18,7	725	75	0,78	136	108	116	1,86	1,59
2x35*	21,2	970	85	0,55	168	133	140	1,34	1,16
2x50**	25,0	1410	100	0,38	205	159	166	0,99	0,88

\*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).  
Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

\*\*Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos Φ= 1	cos Φ= 0,8
3G1,5 *	9,4	135	38	13,3	24	20	24	30,98	24,92
3G2,5 *	10,3	175	42	7,98	33	27	32	18,66	15,07
3G4 *	11,4	235	46	4,95	45	36	42	11,68	9,46
3G6 *	12,4	300	50	3,3	57	46	53	7,90	6,42
3G10 *	14,5	450	58	1,91	78	63	70	4,67	3,84
3G16 *	16,6	645	67	1,21	105	82	91	2,94	2,45
3x25 *	20,0	925	80	0,78	116	96	96	1,62	1,38
3x35 *	22,6	1250	91	0,55	144	116	117	1,17	1,01
3x50 **	26,7	1810	135	0,38	175	140	138	0,86	0,77
3x70 **	31,4	2520	160	0,27	224	177	170	0,6	0,56
3x95 **	35,0	3245	175	0,20	271	212	202	0,43	0,42
3x120 **	39,6	4135	200	0,16	315	244	230	0,34	0,35
3x150 **	43,9	5135	220	0,12	363	273	260	0,28	0,3
3x185 **	48,2	6225	245	0,10	415	309	291	0,22	0,26
3x240 **	54,9	8175	330	0,08	490	362	336	0,17	0,21
3x300 **	63,1	10320	380	0,06	565	414	380	0,14	0,18
3x25/16 *	22,2	1135	89	0,780/1,21	116	95	96	1,62	1,38
3x35/16 *	24,7	1470	99	0,554/1,21	144	116	117	1,17	1,01
3x50/25 *	29,4	2150	150	0,386/0,780	175	140	138	0,86	0,77
3x70/35 *	34,6	3000	175	0,272/0,554	224	177	170	0,6	0,56
3x95/50 *	38,5	3880	195	0,206/0,386	271	212	202	0,43	0,42
3x120/70 *	44,0	5015	220	0,161/0,272	315	244	230	0,34	0,35
3x150/70 *	48,3	6075	245	0,129/0,272	363	273	260	0,28	0,3
3x185/95 *	53,0	7410	320	0,106/0,206	415	309	291	0,22	0,26
3x240/120 *	60,4	9695	365	0,0801/0,161	490	362	336	0,17	0,21
3x300/150 *	69,4	12285	420	0,0641/0,129	565	414	380	0,14	0,18

\*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

\*\*Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra

(40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# EXZHELLENT® Compact 1000 V (AS)

RZ1-K (AS) - Libre de halógenos

0,6/1 kV



exZhellent COMPACT

## CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad máxima admisible en bandeja (40° C) (2) A	Intensidad máxima admisible bajo tubo o canal protectora (40° C) (3) A	Intensidad admisible enterrado (4) A	Caída de tensión V/(A·km)	
								cos φ = 1	cos φ = 0,8
4G1,5*	10,3	165	42	13,3	21	178	21	26,94	21,67
4G2,5*	11,3	210	46	7,98	29	24	27	16,23	13,1
4G4*	12,6	285	51	4,95	38	32	35	10,16	8,23
4G6*	13,7	370	55	3,3	49	40	44	6,87	5,59
4G10*	16,0	560	65	1,91	68	53	58	4,06	3,34
4G16*	18,4	810	74	1,21	91	73	75	2,56	2,13
4x25*	22,3	1185	90	0,78	116	95	96	1,62	1,38
4x35*	25,0	1585	130	0,55	144	116	117	1,17	1,01
4x50**	29,7	2300	150	0,38	175	140	138	0,86	0,77
4x70**	35,0	3210	175	0,27	224	177	170	0,6	0,56
4x95**	38,9	4140	195	0,20	271	212	202	0,43	0,42
4x120**	44,3	5290	225	0,16	315	244	230	0,34	0,35
4x150**	48,8	6545	245	0,12	363	273	260	0,28	0,3
4x185**	53,8	7965	325	0,10	415	309	291	0,22	0,26
4x240**	61,3	10455	370	0,08	490	362	336	0,17	0,21
4x300**	70,4	13175	425	0,06	565	414	-	-	-
5G1,5*	12,0	220	48	13,3	21	18	21	26,94	21,67
5G2,5*	12,3	255	50	7,98	29	24	27	16,23	13,1
5G4*	13,8	345	55	4,95	38	32	35	10,16	8,23
5G6*	15,0	450	61	3,3	49	40	44	6,87	5,59
5G10*	17,6	685	71	1,91	68	53	58	4,06	3,34
5G16*	20,4	995	82	1,21	91	73	75	2,56	2,13
5G25*	24,7	1455	99	0,78	116	96	96	1,62	1,38
5G35*	27,7	1960	140	0,55	144	116	117	1,17	1,01
5G50*	33,1	2860	170	0,38	175	140	138	-	-

\*Versión Exzhellent® Compact 1000 V (AS).

Reducido diámetro y peso. Más ecológico.

\*\*Versión Exzhellent® Sectorflex 1000 V (AS).

Con conductores sectoriales, más compacto, ligero y ecológico.

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja perforada o rejilla a la sombra (40 °C, temperatura estándar en España).

Tabla B.52.12:

Instalación tipo F (1x trifásica).

Instalación tipo E (2x, 3G monofásica).

Instalación tipo E (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación a la sombra bajo tubo en montaje superficial o empotrado en pared de mampostería. O bajo canal protectora en montaje superficial o suspendida.

Temperatura ambiente máxima: 40 °C (temperatura estándar en España).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B1 (1x trifásica).

Tabla B.52.3. Instalación tipo B2 (2x, 3G monofásica).

Tabla B.52.5. Instalación tipo B2 (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

Para temperatura ambiente de 30 °C multiplicar las intensidades por 1,1. (Aplicable a (2) y (3)).

Para acción solar directa sobre la canalización multiplicar las intensidades por 0,85. (Aplicable a (2) y (3)).

(4) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W y temperatura de 25° C (estándar en España).

Tabla B.52.2.bis:

→XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) →1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.

→XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) →2x, 3G monofásica.

Según UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52.

# Tiger Neo N-type 72HL4-BDV 550-570 Watt BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

## N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

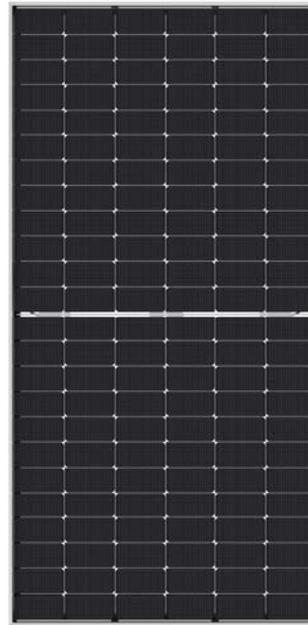
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

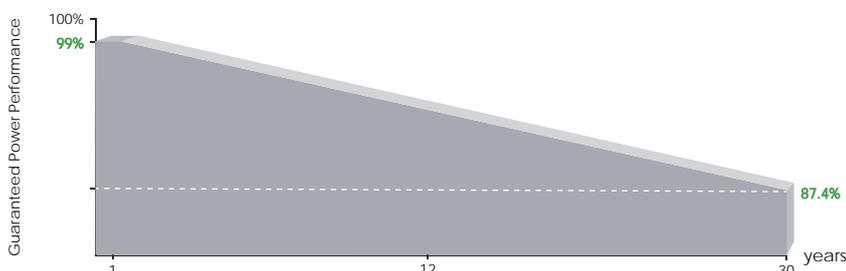


### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

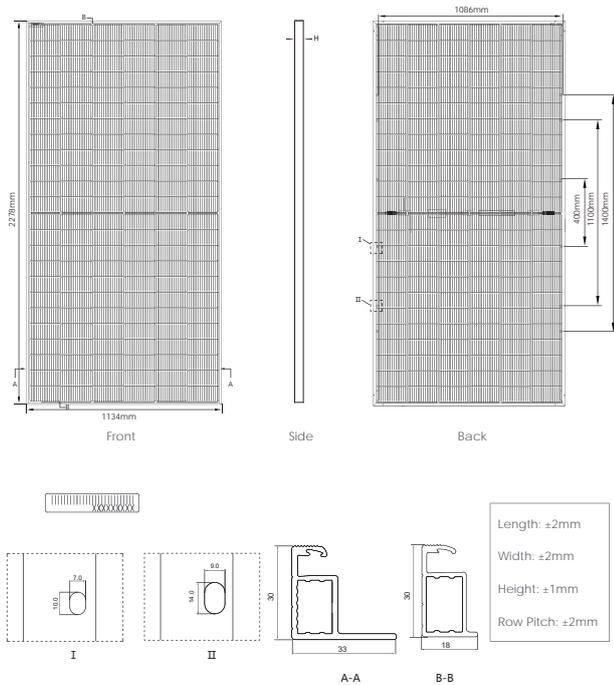


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

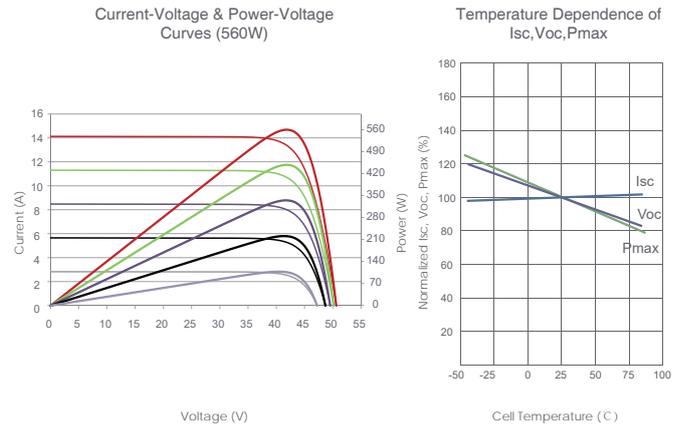


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 720pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2278×1134×30mm (89.69×44.65×1.18 inch)
Weight	32 kg (70.55 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM550N-72HL4-BDV		JKM555N-72HL4-BDV		JKM560N-72HL4-BDV		JKM565N-72HL4-BDV		JKM570N-72HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	550Wp	414Wp	555Wp	417Wp	560Wp	421Wp	565Wp	425Wp	570Wp	429Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.58V	39.13V	41.77V	39.26V	41.95V	39.39V	42.14V	39.52V	42.29V	39.65V
Maximum Power Current (Imp)	13.23A	10.57A	13.29A	10.63A	13.35A	10.69A	13.41A	10.75A	13.48A	10.81A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.27V	47.75V	50.47V	47.94V	50.67V	48.13V	50.87V	48.32V	51.07V	48.51V
Short-circuit Current (Isc)	14.01A	11.31A	14.07A	11.36A	14.13A	11.41A	14.19A	11.46A	14.25A	11.50A
Module Efficiency STC (%)	21.29%		21.48%		21.68%		21.87%		22.07%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

## BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		5%		15%		25%	
		Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)	Maximum Power (Pmax)	Module Efficiency STC (%)
		578Wp	22.36%	633Wp	24.48%	688Wp	26.61%
		583Wp	22.56%	638Wp	24.71%	694Wp	26.86%
		588Wp	22.77%	644Wp	24.93%	700Wp	27.10%
		593Wp	22.97%	650Wp	25.15%	706Wp	27.34%
		599Wp	23.17%	656Wp	25.37%	713Wp	27.58%

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C

NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

# POWR-GARD® Fuse Datasheet

## SPF SERIES SOLAR FUSES

1000 V dc • 1–30 A



### Description

The SPF Solar Protection Fuse series has been specifically designed for the protection of photovoltaic (PV) systems. This family of midget-style fuses (10 x 38 mm) can safely protect PV modules and conductors from reverse-overcurrent conditions.

As PV systems have grown in size, so have the corresponding voltage requirements. This increase in system voltage has typically been intended to minimize power loss associated with long conductor runs. Standard circuit protection devices are not designed to completely protect photovoltaic panels. However, the SPF series is UL Listed to safely interrupt faulted circuits up to this demanding voltage level.

Littelfuse offers multiple ampere ratings to match specific requirements in a variety of applications.

### Features/Benefits

- Full range, fast-acting fuse helps eliminate common low-overload faults
- Prevents power generation losses due to nuisance tripping from changes in temperature
- Both PCB mount and dead-front holder options available

### Applications

- Inverters
- Combiner boxes
- Battery charge controllers

### Recommended Accessories

Fuse Holder: LPHV 1000 V dc POWR-Safe Series  
 Fuse Clips: 125003

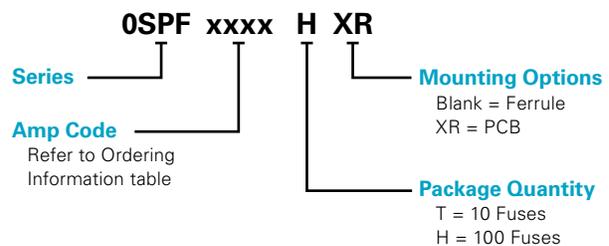
### Web Resources

Download technical documents: [Littelfuse.com/SPF](http://Littelfuse.com/SPF)

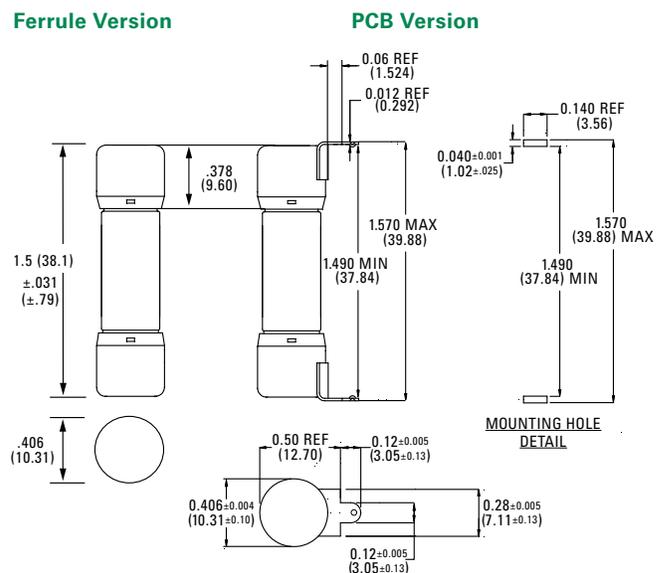
### Specifications

<b>Voltage Rating</b>	1000 V dc
<b>Amperage Rating</b>	1, 2, 3, 3.5, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30
<b>Max. Interrupting Rating</b>	20 kA - 1 A - 20 A 50 kA - 25 A - 30 A
<b>Time Constant</b>	≤ 2ms
<b>Material</b>	Body: Melamine Caps: Copper Alloy
<b>Approvals</b>	UL Listed (File: E339112) CSA Certified (File: 029862_0_000) TUV (Cert: J 50494849)
<b>Applicable Standards</b>	UL 248-1, 248-19 IEC 60269-6
<b>Environmental</b>	RoHS Compliant
<b>Country of Origin</b>	Mexico

### Part Numbering System



### Dimensions Inches (mm)



Look for this logo to indicate products that are used in solar applications. Visit our website [littelfuse.com/solar](http://littelfuse.com/solar) for the latest updates on approvals, certifications, and new products.

# POWR-GARD® Fuse Datasheet

## SPF SERIES SOLAR FUSES

### Ordering Information

Ferrule Version

SERIES	AMPERAGE	AMPERE CODE	CATALOG NUMBER	PRODUCT MARKING	PACKING QUANTITY	ORDERING NUMBER	UPC CODE
SPF	1	001.	SPF001	SPF 1A	10	OSPF001.T	07945816907
					100	OSPF001.H	07945816908
SPF	2	002.	SPF002	SPF 2A	10	OSPF002.T	07945816910
					100	OSPF002.H	07945816911
SPF	3	003.	SPF003	SPF 3A	10	OSPF003.T	07945816913
					100	OSPF003.H	07945816914
SPF	3.5	03.5	SPF03.5	SPF 3-½A	10	OSPF03.5T	07945880087
					100	OSPF03.5H	07945880088
SPF	4	004.	SPF004	SPF 4A	10	OSPF004.T	07945816916
					100	OSPF004.H	07945816917
SPF	5	005.	SPF005	SPF 5A	10	OSPF005.T	07945816919
					100	OSPF005.H	07945816920
SPF	6	006.	SPF006	SPF 6A	10	OSPF006.T	07945816922
					100	OSPF006.H	07945816923
SPF	8	008.	SPF008	SPF 8A	10	OSPF008.T	07945816925
					100	OSPF008.H	07945816926
SPF	10	010.	SPF010	SPF 10A	10	OSPF010.T	07945816928
					100	OSPF010.H	07945816929
SPF	12	012.	SPF012	SPF 12A	10	OSPF012.T	07945816931
					100	OSPF012.H	07945816932
SPF	15	015.	SPF015	SPF 15A	10	OSPF015.T	07945816934
					100	OSPF015.H	07945816935
SPF	20	020.	SPF020	SPF 20A	10	OSPF020.T	07945816937
					100	OSPF020.H	07945816938
SPF	25	025.	SPF025	SPF 25A	10	OSPF025.T	07945817595
					100	OSPF025.H	07945817596
SPF	30	030.	SPF030	SPF 30A	10	OSPF030.T	07945817598
					100	OSPF030.H	07945817599

# POWR-GARD® Fuse Datasheet

## SPF SERIES SOLAR FUSES

### Ordering Information

PCB Version

SERIES	AMPERAGE	AMPERE CODE	CATALOG NUMBER	PRODUCT MARKING	PACKING QUANTITY	ORDERING NUMBER	UPC CODE
SPF	1	001.	SPF001R	SPF 1A-R	100	OSPF001.HXR	07945816909
SPF	2	002.	SPF002R	SPF 2A-R	100	OSPF002.HXR	07945816912
SPF	3	003.	SPF003R	SPF 3A-R	100	OSPF003.HXR	07945816915
SPF	3.5	03.5	SPF03.5R	SPF 3-½A-R	100	OSPF03.5.HXR	07945880089
SPF	4	004.	SPF004R	SPF 4A-R	100	OSPF004.HXR	07945816918
SPF	5	005.	SPF005R	SPF 5A-R	100	OSPF005.HXR	07945816921
SPF	6	006.	SPF006R	SPF 6A-R	100	OSPF006.HXR	07945816924
SPF	8	008.	SPF008R	SPF 8A-R	100	OSPF008.HXR	07945816927
SPF	10	010.	SPF010R	SPF 10A-R	100	OSPF010.HXR	07945816930
SPF	12	012.	SPF012R	SPF 12A-R	100	OSPF012.HXR	07945816933
SPF	15	015.	SPF015R	SPF 15A-R	100	OSPF015.HXR	07945816936
SPF	20	020.	SPF020R	SPF 20A-R	100	OSPF020.HXR	07945817594
SPF	25	025.	SPF025R	SPF 25A-R	100	OSPF025.HXR	07945817597
SPF	30	030.	SPF030R	SPF 30A-R	100	OSPF030.HXR	07945817600

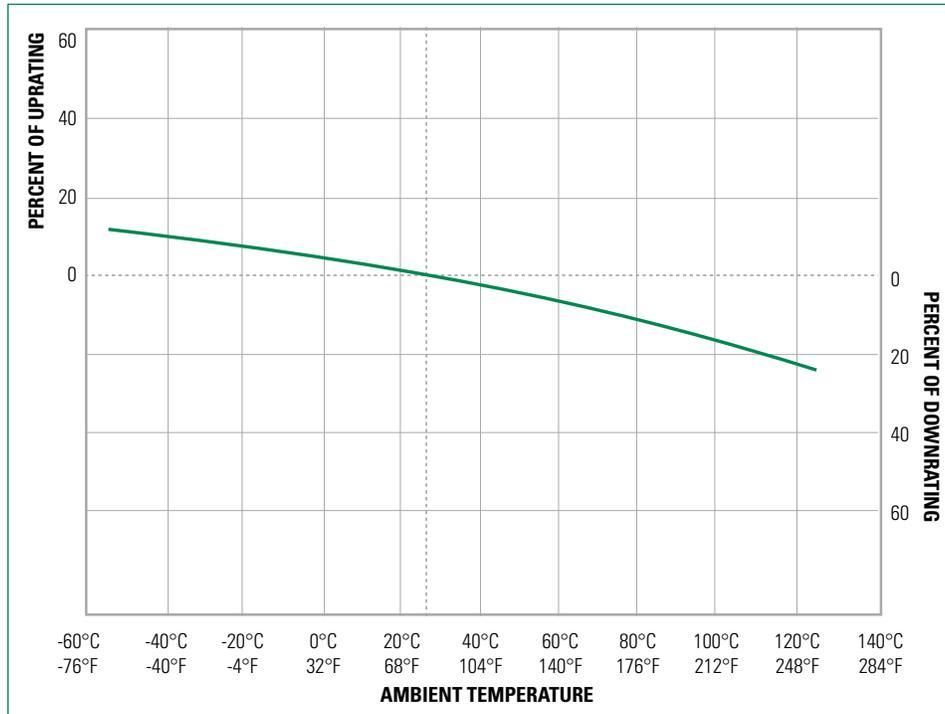
### Electrical Specifications

AMPERAGE	AMPERE CODE	CATALOG NUMBER (FERRULE)	CATALOG NUMBER (PCB)	VOLTAGE		NOM COLD RESISTANCE (OHM)	WATTS LOSS AT 100 % RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80 % RATED CURRENT (W)	TOTAL CLEARING I²T (A2S) 20 KA	TOTAL CLEARING I²T (A2S) 50 KA	AGENCY APPROVALS		
				DC	INTERRUPTING RATING (KA)						UL	CSA	TUV
1	001.	SPF001	SPF001R	1000	20	0.394	0.60	0.41	0.6	-	•	•	•
2	002.	SPF002	SPF002R	1000	20	0.154	1.59	0.85	4.8	-	•	•	•
3	003.	SPF003	SPF003R	1000	20	0.110	1.50	0.82	7.9	-	•	•	•
3.5	03.5	SPF03.5	SPF03.5R	1000	20	0.078	1.37	0.78	11	-	•	•	•
4	004.	SPF004	SPF004R	1000	20	0.061	1.49	0.84	23	-	•	•	•
5	005.	SPF005	SPF005R	1000	20	0.041	1.47	0.86	43	-	•	•	•
6	006.	SPF006	SPF006R	1000	20	0.028	1.35	0.77	80	-	•	•	•
8	008.	SPF008	SPF008R	1000	20	0.018	1.61	0.91	199	-	•	•	•
10	010.	SPF010	SPF010R	1000	20	0.013	1.76	1.00	401	-	•	•	•
12	012.	SPF012	SPF012R	1000	20	0.010	1.97	1.11	642	-	•	•	•
15	015.	SPF015	SPF015R	1000	20	0.008	2.28	1.38	505	-	•	•	•
20	020.	SPF020	SPF020R	1000	20	0.005	2.81	1.57	1313	-	•	•	•
25	025.	SPF025	SPF025R	1000	20	0.004	3.33	1.88	2141	2433	•	•	•
30	030.	SPF030	SPF030R	1000	20	0.003	3.85	2.15	3290	3810	•	•	•

### Electrical Specification – Agency Requirements

AMPERAGE RATING	OPENING TIME (MINUTES)			
	100 % of Amp Rating per UL	105 % of Amp Rating per IEC	135 % of Amp Rating per UL	200 % of Amp Rating per UL
1–30	Temperature Stabilization	60 Min	60 Max	4 Max

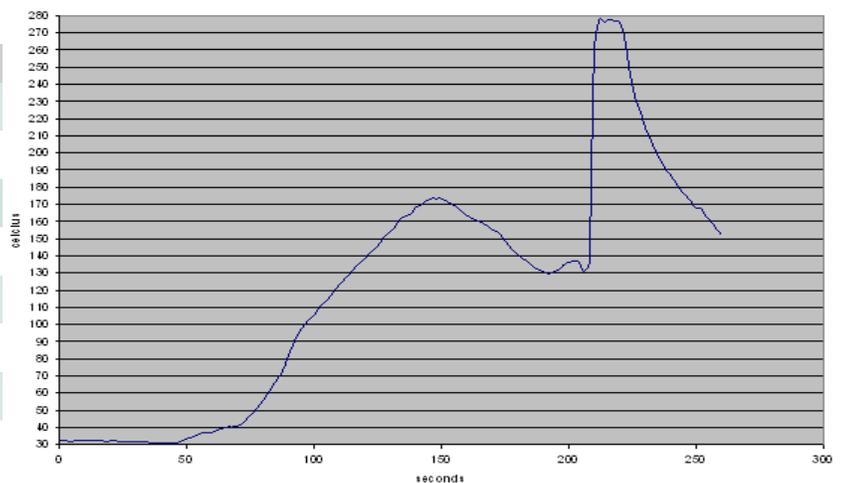
### Temperature Derating Curve (temperature of air immediately surrounding fuse)



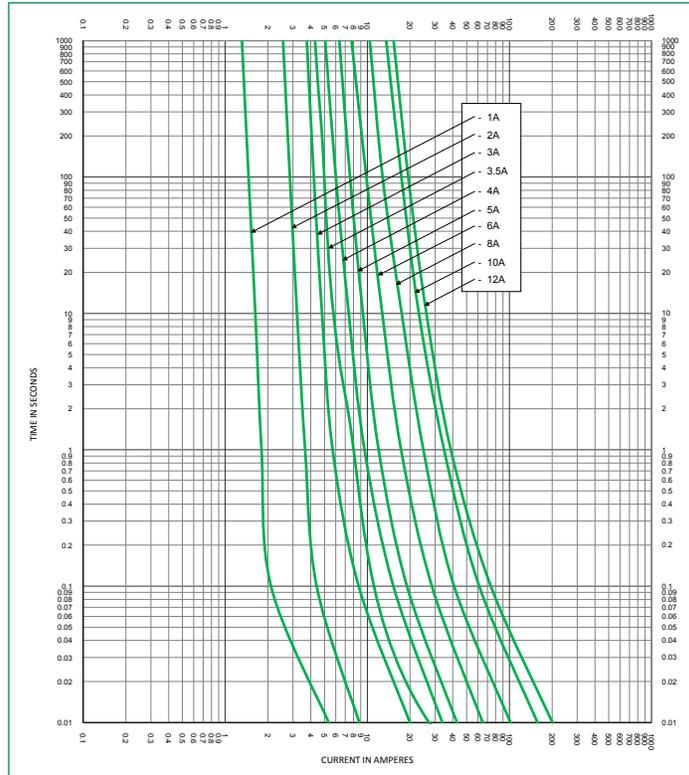
### Recommended Process Parameters

WAVE PARAMETER	LEAD FREE RECOMMENDATION
Preheat:	(Typical industry recommendation)
Temperature minimum:	130 °C
Temperature maximum:	—
Pre-heat time	75 seconds maximum
Solder pot temperature	280 °C maximum
Solder dwell time	270 °C for 8 seconds maximum
Complete cycle time	250 seconds maximum

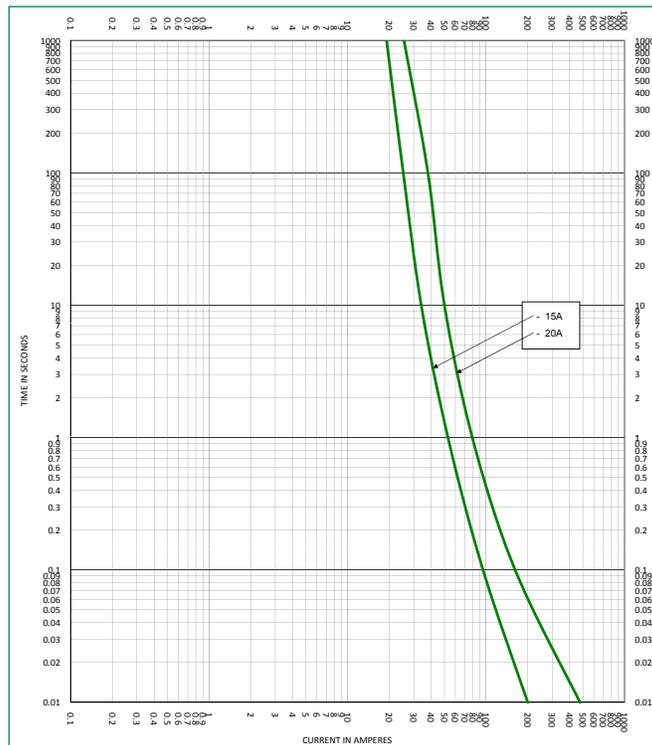
### Soldering Parameters



**Time Current Curve (1–12 A)**



**Time Current Curve (15–20 A)**



**Time Current Curve (25–30 A)**



**Disclaimer Notice** - Littelfuse products are not designed for, and shall not be used for, any purpose (including, without limitation, automotive, military, aerospace, medical, life-saving, life-sustaining or nuclear facility applications, devices intended for surgical implant into the body, or any other application in which the failure or lack of desired operation of the product may result in personal injury, death, or property damage) other than those expressly set forth in applicable Littelfuse product documentation. Warranties granted by Littelfuse shall be deemed void for products used for any purpose not expressly set forth in applicable Littelfuse documentation. Littelfuse shall not be liable for any claims or damages arising out of products used in applications not expressly intended by Littelfuse as set forth in applicable Littelfuse documentation. The sale and use of Littelfuse products is subject to Littelfuse Terms and Conditions of Sale, unless otherwise agreed by Littelfuse.

[Littelfuse.com/Product-Disclaimer](http://Littelfuse.com/Product-Disclaimer)

## NORMAS:

<b>CONSTRUCCIÓN</b>	<b>REACCIÓN AL FUEGO*</b>
EN 50618	IEC 60332-1-2
	IEC 60754-1
	IEC 61034-2



## CLASIFICACIÓN CPR:

DOP 0012 Rev.001  
Clase E<sub>ca</sub>

## CONSTRUCCIÓN:

### 1. CONDUCTOR

Cobre estañado, clase 5 según IEC 60228.

### 2. AISLAMIENTO

Compuesto libre de halógenos reticulado.  
Color natural.

### 3. CUBIERTA EXTERIOR

Compuesto libre de halógenos reticulado.  
Colores rojo o negro.

## APLICACIONES:

Pensados para la interconexión de paneles en instalaciones fotovoltaicas y para la conexión de estos con las cajas de conexión y los inversores, tanto en interiores, exteriores e instalaciones fijas o móviles (seguidores solares), como en tierra, tejados o integrados en edificios. No recomendado para instalación directamente enterrado.

Estos cables no están diseñados para ser sumergidos.

Temperatura máxima del conductor: +90 °C (120 °C durante 20.000 horas)

Temperatura mínima de trabajo: -40 °C.

\* Prestación fuera del ámbito CPR.



**CERTIFICACIONES:** LCIE

**CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS:**

Código de General Cable	Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 60 °C * (A)	Caída de tensión DC system (V/A.km)
1643108	1x4	6,0	64	24	55	14,2
1643109	1x6	6,6	84	27	70	9,45
1643110	1x10	8,0	135	32	96	5,43

\* Temperatura máxima del conductor de 120 °C, según EN 50618, tabla A.3.

Valores nominales sujetos a variación en función de la tolerancia de fabricación.