

# Proyecto Fin de Carrera Ingeniería de la Energía

## Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una nave industrial

Autor: José Luis Pérez González

Tutor: Cristina Marín Torres

Dpto. Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# **Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una nave industrial**

Autor:

José Luis Pérez González

Tutor:

Cristina Marín Torres

Profesora Sustituta Interina

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera: Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una nave industrial

Autor: José Luis Pérez González

Tutor: Cristina Marín Torres

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*



# Agradecimientos

---

A mi familia, amigos, profesores y todos los allegados que me han seguido de cerca todos estos años. Gracias por vuestro apoyo incondicional. Sin todos vosotros habrían sido más difíciles.

*José Luis Pérez González*  
*Grado en Ingeniería de la Energía*  
*Sevilla, 2022*



El objetivo de este Trabajo de Fin de Grado es proyectar una instalación fotovoltaica en la cubierta de una nave con actividad industrial. El dueño cuenta con una nave dedicada a la fabricación de tapones destinados a cualquier tipo de embotellados, ubicada en Jerez de la Frontera (Cádiz) y su deseo principal es la reducción del consumo eléctrico de red, reduciendo así la correspondiente factura. Además, se pretende reducir las emisiones contaminantes y también lograr una imagen más verde y ecológica de la empresa.

Para dicha instalación se hará uso de las dos cubiertas de tipo a dos aguas orientadas al este y al oeste, donde se instalarán un total de 864 paneles fotovoltaicos de manera coplanar con una potencia pico de 455Wp cada uno, que irán conectados a dos inversores. El total de la instalación será de 393,120 kWp de potencia. Dicha instalación estará dentro de la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, pudiéndose vender los posibles excedentes en el mercado eléctrico y así obtener un beneficio económico de los mismos en caso de que los hubiera.

En este trabajo se realizará una descripción de las características técnicas de la instalación, así como los cálculos necesarios para su dimensionamiento. Con una instalación de este tipo, la empresa ayudará en la lucha contra el cambio apostando por la sostenibilidad además de conseguir un ahorro económico en sus facturas eléctricas.



# Abstract

---

The objective of this project is to design a photovoltaic installation on the roof of a warehouse with industrial activity. The promoter has a building dedicated to the manufacture of caps for any type of bottling, located in Jerez de la Frontera (Cádiz) and whose main desire is to reduce electricity consumption, thus reducing the corresponding bill. In addition to reducing pollutant emissions and to achieve a greener and more ecological image of the company.

The installation will make use of two gable roofs facing east and west, where a total of 864 photovoltaic panels will be installed in a coplanar manner with a peak power of 455Wp each, which will be connected to two inverters. The total power of the installation will be 393,120 kWp. This installation will be within the modality of self-consumption with surpluses not subject to compensation, being able to sell the possible surpluses in the electricity market and thus obtain an economic benefit from them in case there are any.

In this work, a description of the technical characteristics of the installation will be made, as well as the necessary calculations for its sizing. With an installation of this type, the company will help in the fight against the change betting on sustainability in addition to achieving economic savings in their electricity bills.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>Notación</b>	<b>xx</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>11</b>
1.1. <i>Historia de la energía solar fotovoltaica</i>	11
1.2. <i>Situación actual de las energías renovable</i>	12
1.3. <i>Fundamentos de la energía solar fotovoltaica</i>	14
1.3.1. <i>La radiación solar</i>	14
1.3.2. <i>La célula solar</i>	18
1.3.3. <i>Materiales semiconductores</i>	18
1.3.4. <i>Unión PN</i>	19
1.3.5. <i>Efecto fotovoltaico</i>	19
1.4. <i>Autoconsumo</i>	19
1.4.1. <i>Autoconsumo sin excedentes</i>	20
1.4.2. <i>Autoconsumo con excedentes</i>	20
<b>2 Memoria Descriptiva</b>	<b>23</b>
2.1. <i>Objetivo</i>	23
2.2. <i>Situación y emplazamiento</i>	23
2.3. <i>Descripción de la instalación fotovoltaica</i>	24
2.3.1. <i>Módulos fotovoltaicos</i>	25
2.3.2. <i>Inversor</i>	29
2.3.3. <i>Estructura de soporte</i>	34
2.3.4. <i>Cableado</i>	35
2.3.5. <i>Protecciones</i>	36
2.3.6. <i>Canalizaciones</i>	37
2.3.7. <i>Puesta a tierra</i>	38
2.4. <i>Trámites administrativos</i>	39
2.4.1. <i>Trámites antes de la instalación</i>	39
2.4.2. <i>Tramites después de la instalación</i>	40
<b>3 Memoria de Cálculos</b>	<b>41</b>
3.1. <i>Antecedentes energéticos de la nave</i>	41
3.2. <i>Orientación e inclinación de los paneles</i>	42
3.3. <i>Cálculos de la instalación fotovoltaica</i>	43
3.3.1. <i>Número de paneles en serie</i>	43
3.3.2. <i>Número de paneles en paralelo</i>	45
3.3.3. <i>Configuración final del sistema fotovoltaico</i>	46

3.3.4. Generación del sistema fotovoltaico	47
3.3.5. Distribución en cubierta de los módulos fotovoltaicos	53
3.4. <i>Cálculo del cableado</i>	54
3.4.1. Cableado de corriente continua (CC)	54
3.4.2. Cableado de corriente Alterna (CA)	58
3.5. <i>Protecciones del Sistema Fotovoltaico</i>	59
3.6. <i>Puesta a tierra</i>	62
<b>4 Estudio económico</b>	<b>64</b>
4.1. <i>Ampliación de la instalación fotovoltaica</i>	68
<b>5 Estudio básico de seguridad y salud</b>	<b>70</b>
5.1. <i>Objeto</i>	70
5.2. <i>Autor del Proyecto</i>	70
5.3. <i>Circunstancias que motivan el presente estudio</i>	70
5.4. <i>Descripción del emplazamiento y la obra</i>	71
5.5. <i>Instalaciones provisionales y asistencia sanitaria</i>	71
5.6. <i>Medios auxiliares</i>	75
5.7. <i>Riesgos laborales no eliminables completamente</i>	84
5.8. <i>EPIS</i>	87
5.9. <i>EPCS</i>	88
5.10. <i>Servicios higiénicos</i>	88
5.11. <i>Lucernarios</i>	88
<b>6 Mediciones y presupuestos</b>	<b>89</b>
<b>7 Planos</b>	<b>91</b>
<b>Referencias</b>	<b>97</b>
<b>Glosario</b>	<b>99</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Características módulo JA Solar	28
Tabla 2: Parámetros eléctricos del inversor	33
Tabla 3: Características técnicas del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1	34
Tabla 4: Consumos medios mensuales de la nave	41
Tabla 5: Parámetros para el cálculo del número de módulos en serie.	45
Tabla 6: Número de cadenas en paralelo.	46
Tabla 7: Resumen configuración final.	46
Tabla 8: Producción de energía del sistema fotovoltaico.	48
Tabla 9: Resultados de generación mensuales del sistema.	52
Tabla 10: Sección cableado CC.	57
Tabla 11: Secciones cableado CA.	59
Tabla 12: Comparación Consumo y generación.	64
Tabla 13: Ahorro económico estimado.	65
Tabla 14: Viabilidad de la instalación fotovoltaica.	66
Tabla 15: Resultado simulación ampliación de la instalación fotovoltaica	68
Tabla 16: Comparación de ambos modelos	69
Tabla 17: Autor del proyecto.	70
Tabla 18: Descripción del emplazamiento.	71
Tabla 19: Instalación eléctrica provisional.	73
Tabla 20: Instalación contra incendios.	74
Tabla 21: Servicios higiénicos.	74
Tabla 22: Primeros auxilios y asistencia sanitaria.	75
Tabla 23: Medios auxiliares.	77
Tabla 24: Riesgos laborales no eliminables.	86
Tabla 25: Medidas de prevención y protección.	87

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1: Evolución de la generación eléctrica peninsular.	12
Figura 2: Potencia eléctrica instalada peninsular.	13
Figura 3: Evolución de generación eléctrica peninsular de origen renovable.	13
Figura 4: Radiación electromagnética.	14
Figura 5: Tipos de radiación solar.	15
Figura 6: Piranómetro para radiación global.	16
Figura 7: Piranómetro para radiación difusa.	16
Figura 8: Pirheliómetro.	16
Figura 9: Albedómetro.	17
Figura 10: Heliógrafo.	17
Figura 11: Solarímetro.	17
Figura 12: Célula solar	18
Figura 13: Enlaces de silicio.	18
Figura 14: Semiconductores tipo N y tipo P	19
Figura 15: Autoconsumo sin excedentes. Fuente:	20
Figura 16: Autoconsumo con excedentes acogido a compensación.	21
Figura 17: Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación.	22
Figura 18: Vista de la cubierta de la nave.	24
Figura 19: Vista de la nave desde el perfil oeste.	24
Figura 20: Célula monocristalina y célula policristalina.	26
Figura 21: Panel JA Solar.	27
Figura 22: Inversor centralizado.	29
Figura 23: Inversor de cadena.	30
Figura 24: Inversor multicadena.	30
Figura 25: Instalación con microinversores.	31
Figura 26: Inversor con optimizadores de potencia.	32
Figura 27: Inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1.	33
Figura 28: Estructura coplanar utilizada.	35
Figura 29: Canalización para corriente continua.	37
Figura 30: Rejiban cableado CA.	38
Figura 31: Resumen de los trámites necesarios según las distintas administraciones.	40
Figura 32: Orientación sur de la nave.	42
Figura 33: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.	43

Figura 34: Dimensionado de módulos e inversor.	47
Figura 35: Consumos medios mensuales.	48
Figura 36: Energía normalizada mes a mes del sistema fotovoltaico	49
Figura 37: Valores mensuales del Performance Ratio (PR).	49
Figura 38: Diagrama de horizonte de la instalación.	50
Figura 39: Pérdidas detalladas de la instalación.	51
Figura 40: Consumo vs generación fotovoltaica.	52
Figura 41: Distribución de los módulos en cubierta.	54
Figura 42: Flujo de caja vs flujo de caja acumulado.	67



# Notación

---

A	Amperios
°C	Grados centígrados
μm	Micrómetros
MJ/m <sup>2</sup>	Mega Julio por metro cuadrado
m <sup>2</sup>	Metro cuadrado
W/ m <sup>2</sup>	Watio por metro cuadrado
kWh/ m <sup>2</sup>	Kilovatio hora por metro cuadrado
V	Voltio
Wp	Vatio pico
W	Vatio
kWh	Kilovatio hora
€	Euros
Ω	Ohmios

# 1 INTRODUCCIÓN

---

El presente Proyecto se corresponde con la realización del Trabajo de Fin de Grado en Ingeniería de la Energía en la Escuela Técnica Superior de Ingenierías (ETSI) de la Universidad de Sevilla (US).

El interés general de este trabajo será el de recoger y explicar en su conjunto la información relativa al diseño, dimensionamiento, proyección, viabilidad y ejecución de una instalación fotovoltaica constituida por **864 paneles solares de 455 kWp cada uno, lo que hará un total de 393,12 kW** de potencia nominal de la instalación. Dicha instalación, destinada al autoconsumo con excedentes no acogida a compensación, se realizará sobre la cubierta de una nave industrial ubicada en Jerez de la frontera (Cádiz), en concreto en el Polígono Industrial de El Portal. Se realizará por tanto la conexión del sistema generador a la red interior de la fábrica. Para ello se presentarán las características técnicas y económicas para su consecución y ejecución, justificando los diferentes elementos que constituyen la instalación.

Antes de comenzar con la introducción de este trabajo, se comentarán los principales objetivos por los que la empresa instaladora considera una buena opción la implantación de una fuente de energía fotovoltaica en su industria, en concreto por lo siguiente:

- Reducción del importe de su factura eléctrica, debido a que la energía generada por el sistema fotovoltaico se destinará a autoabastecer a la planta industrial.
- Se mejorará la reputación y la imagen de la empresa, mostrando interés y sensibilidad por el cuidado del medio ambiente y la sostenibilidad.
- Se reducirán las emisiones contaminantes gracias a la reducción de la demanda energética proveniente en gran parte de fuentes de energía no renovables y que emiten grandes cantidades de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- Favorece la transición energética hacia un modelo más sostenible, ecológico y de autogeneración y descarbonización.

En los siguientes apartados se realizará una introducción a la energía solar, explicando en primer lugar su historia y un análisis de la situación actual de las energías renovables. Luego se definirán algunos de los principales conceptos de su funcionamiento y los tipos de autoconsumos que existen a la hora de realizar una instalación de este tipo.

## 1.1. Historia de la energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se puede definir como la energía obtenida por la transformación de la radiación solar en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. Dicha energía solar se ha utilizado por el ser humano desde la prehistoria, cuya función principal ha sido la conversión de esta en energía térmica [1].

Sin embargo, el origen de la energía solar fotovoltaica se puede atribuir al físico francés Alexandre Edmond Becquerel, quien en el año 1839 observó que, al exponer una pila electrolítica con electrodos de platino al sol, la corriente eléctrica aumentaba. Por esto se le considera uno de los descubridores del efecto fotovoltaico. Desde esta fecha hasta la actualidad, el estudio de la energía solar fotovoltaica ha ido en continuo desarrollo produciéndose numerosos avances en este campo.

Unos años después, en 1876 fue William Grylls junto a su alumno Richard Day quienes descubrieron que la exposición del selenio al sol provocaba una diferencia de potencial que conllevaba un desplazamiento de electrones y huecos, dando lugar a una corriente eléctrica. Con esto se pudo probar que la radiación solar, sin una previa transformación en energía térmica podía convertirse en energía eléctrica.

Tras estos experimentos iniciales, fue en 1883 cuando el científico estadounidense Charles Fritts fue capaz de fabricar el primer panel solar de la historia compuesto de selenio recubierto por una fina capa de oro de forma que fuese transparente a la luz, y cuya eficiencia fue aproximadamente del 1%. Aun siendo una eficiencia baja, en ese momento se alcanzó un gran hito en la historia de la energía solar. Y a mediados del siglo XX Russell Ohl planteó la célula moderna de silicio y los laboratorios Bell la desarrollaron y la comercializaron [2].

A partir de este momento, durante los años 60 se empieza a hacer uso de la energía fotovoltaica como una de las principales aplicaciones para la construcción de satélites solares o naves espaciales.

## 1.2. Situación actual de las energías renovable

La lucha contra el cambio climático se ha convertido en un aspecto muy importante en la planificación, el análisis y la formulación de políticas energéticas. La producción de energía es la causante de dos tercios del total de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera, por lo que dicho sector es el actor principal en donde se tienen que centrar los esfuerzos para así reducir las emisiones e intentar suavizar el cambio climático [3].

Según la agencia internacional de la energía, las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía aumentaron en más de un 4% en 2021, ya que la demanda de carbón, petróleo y de gas se recuperó con la economía después de la pandemia. Es por ello por lo que se debe producir una transición hacia las energías renovables, cuyo papel es fundamental para descarbonizar el sector eléctrico y continuar satisfaciendo la creciente demanda de energía. Gracias a la caída en los costes y en las políticas de apoyo a las energías renovables variables (VRE), estas se han expandido de manera drástica en los últimos años.

En España se podría considerar que se están dando pasos firmes en el proceso de transición energética, una prueba de ello son los datos que se tienen de 2021, año en el que las energías renovables han vuelto a mejorar sus resultados, especialmente en la generación con fotovoltaica. De tal manera que, según Red Eléctrica de España, la potencia instalada de esta tecnología ha aumentado en un 28.8%, incorporando más de 3.300 MW a la generación nacional. En la Figura 1, se puede observar evolución de la generación de la energía eléctrica peninsular renovable y no renovables a lo largo de los últimos años. [4]

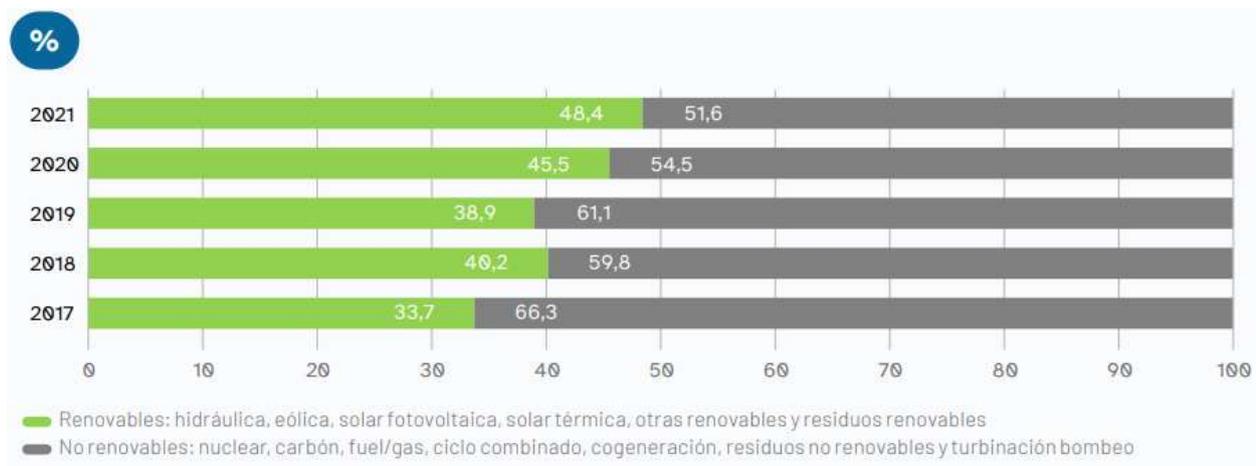


Figura 1: Evolución de la generación eléctrica peninsular.

Fuente: Red Eléctrica Española.

Como se observa en la Figura 1, se puede decir que las energías renovables han aumentado su cuota en el conjunto de la generación eléctrica peninsular, pasando del 45.5% en 2020 hasta alcanzar el récord histórico del 48.4% en 2021. Por tecnologías se puede decir que destacan la eólica con un 24% de la producción eléctrica total, seguidas de la hidráulica y la solar fotovoltaica con un 12% y un 8.3% respectivamente.

En la Figura 2 adjuntada a continuación, se presentan los datos de potencia eléctrica instalada en la península como porcentajes según el tipo de sistema de generación.

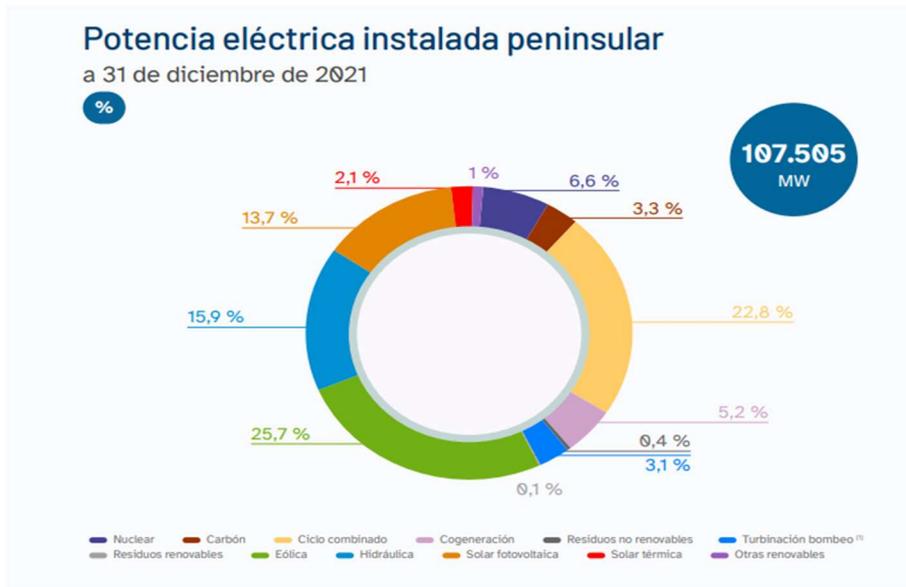


Figura 2: Potencia eléctrica instalada peninsular.

Fuente: Red eléctrica española

Por tanto, se podría decir que, según indica el avance del informe del sistema eléctrico español de 2021, el 58.4% de la potencia instalada peninsular es de origen renovable, sobresaliendo el descenso en la aportación de los ciclos combinados, mientras que por ejemplo el carbón ha subido ligeramente su generación, pero se mantiene en una participación de en torno al 2%.

En la Figura 3 se muestra una evolución de la generación eléctrica peninsular de origen renovable a lo largo de los años en la que se puede verificar, tal y como se comentó anteriormente, cómo la generación en la mayoría de las energías renovables va en aumento a medida que pasan los años aumentando así también la potencia peninsular instalada total [5].

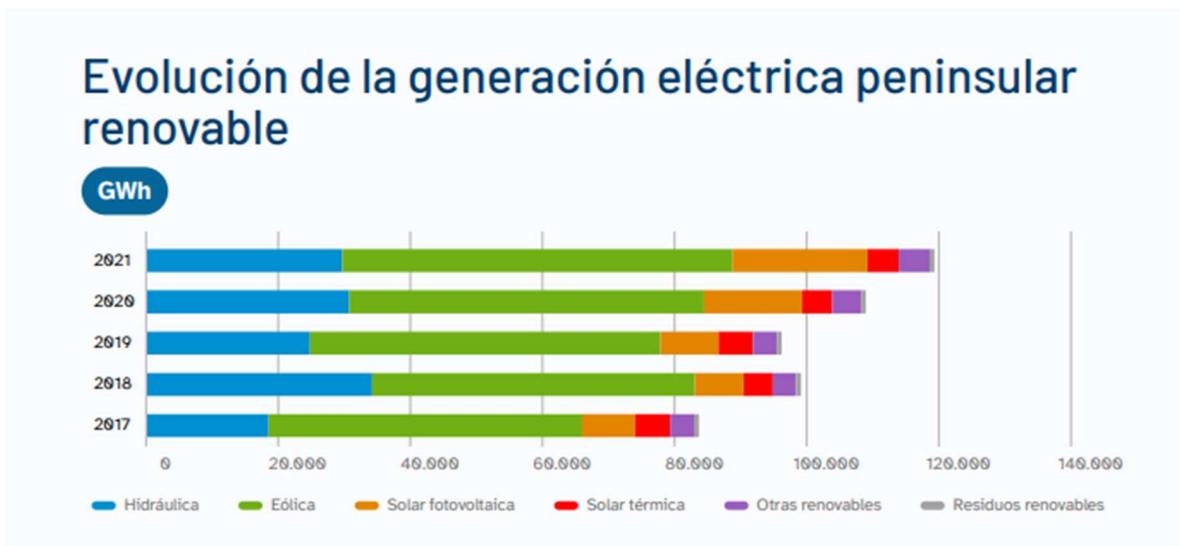


Figura 3: Evolución de generación eléctrica peninsular de origen renovable.

Fuente: Red eléctrica española.

### 1.3. Fundamentos de la energía solar fotovoltaica

En este apartado se explicarán los principios físicos y teóricos sobre los que se fundamenta la energía solar fotovoltaica, y su proceso de conversión en energía eléctrica.

#### 1.3.1. La radiación solar

Se define la radiación solar como la energía que genera el sol debido a las reacciones nucleares de fusión que se producen en su núcleo. Esta se transmite en forma de radiación electromagnética, alcanzando la atmósfera terrestre con longitudes de ondas entre  $0,15 \mu\text{m}$  y  $4 \mu\text{m}$  aproximadamente [6].

En la Figura 4 se muestra como llegaría esta radiación electromagnética proveniente del sol a la atmósfera terrestre en función de la longitud de onda.

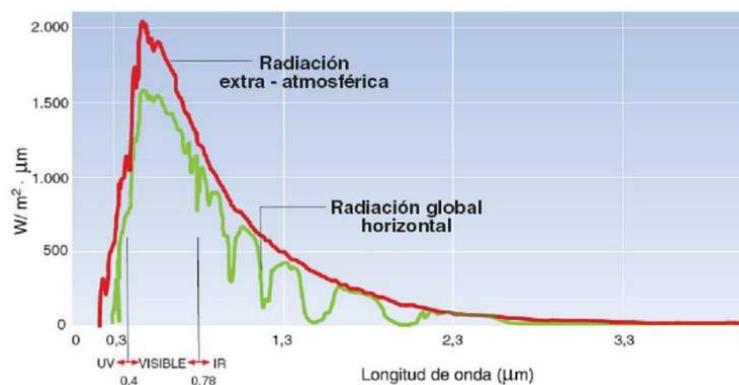


Figura 4: Radiación electromagnética.

Antes de conocer los diferentes tipos de radiación que existen, se deberá conocer la diferencia entre Irradiancia e Irradiación, que se explicará a continuación:

- Irradiancia Solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ ): es la potencia de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie, la cual atraviesa la atmósfera y se ve afectada por los distintos elementos que la constituyen. Los fenómenos producidos por dichos elementos que constituyen la atmósfera son los siguientes:
  - o Reflexión: originado por las nubes.
  - o Difusión: originado por el polvo en suspensión, aerosoles, gotas de agua.
  - o Absorción: originado por el ozono, el oxígeno, dióxido de carbono y vapor de agua. Solo actúa en algunas longitudes de onda.
- Irradiación Solar ( $\text{MJ}/\text{m}^2$ ,  $\text{kWh}/\text{m}^2$ ): se considera irradiación a la integral durante un periodo de tiempo de la irradiancia, es decir, la energía de radiación solar por unidad de área incidente en una superficie.

La intensidad o irradiancia solar que recibe la Tierra fuera de la atmósfera se denomina constante solar y es un valor fijo que está en torno a los  $1353 \text{ W}/\text{m}^2$  según la NASA, pero oscila entre  $1300 \text{ W}/\text{m}^2$  y  $1400 \text{ W}/\text{m}^2$  dependiendo de la época del año. Las pérdidas debido a la reflexión, absorción y dispersión a la atmósfera reducen dicho valor en torno a un 30%, quedando en un máximo de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  alcanzable por la superficie terrestre. Dichos valores dependerán de las condiciones meteorológicas.

Con respecto a la radiación solar, según sea recibida por el sistema de captación solar, se pueden considerar las tres siguientes:

- Radiación directa: es la fracción de irradiancia proveniente en línea recta al sol. Sería la de mayor importancia y la que más energía aportaría a un sistema solar.
- Radiación difusa: es la emitida por la toda la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción que se dan en la atmósfera, en las nubes y en todos los elementos atmosféricos

y terrestres. Si la radiación difusa no existiese, el cielo se vería negro, que es lo que ocurre en la Luna. Este fenómeno es conocido como dispersión de Rayleigh.

- Radiación reflejada o albedo: es la proveniente de la reflexión en el suelo, nieve o agua [7].

En la Figura 5 se observan los diferentes tipos de radiación comentadas anteriormente y de qué manera incidirían en un módulo solar.



Figura 5: Tipos de radiación solar.

Fuente: Sunfields Europe

Para tener un mayor conocimiento sobre la radiación solar se van a comentar los diferentes aparatos de medida que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas para medirla. Estos instrumentos son diseñados y fabricados de manera que logren medir un determinado rango de la onda electromagnética de la radiación solar.

Dichos dispositivos constan en su interior de un transductor sensible que es capaz de percibir una determinada longitud de onda electromagnética (la que se quiere medir) y obtener una respuesta de salida a dicho efecto. Esta respuesta tratada o “acondicionada” sirve para trabajar con otros equipos electrónicos de registro, supervisión y monitorización de datos [8].

Estos dispositivos suelen colocarse en el mismo plano y en paralelo al módulo fotovoltaico en el que se quiere medir la radiación. En el caso de este proyecto, al contar con módulos orientados hacia dos orientaciones distintas, se añadirá un dispositivo por cada orientación que se tenga.

A continuación, se explicarán los diferentes medidores de radiación solar global (directa + difusa), directa, difusa y reflejada.

- **Piranómetro:** Elemento utilizado para medir la radiación global. Traduce los valores de calor en tensión eléctrica debido a unos termopares situados en el interior de unas semiesferas de cristal. Se monta horizontal o inclinado y recoge medidas de radiación en un rango de longitudes de onda entre  $0.285 \mu\text{m}$  y  $2.8 \mu\text{m}$ .

Además, este dispositivo es capaz de medir radiación difusa si se le colocase una banda o disco sombreado en el sensor para no dejar pasar la radiación directa.



Figura 6: Piranómetro para radiación global.



Figura 7: Piranómetro para radiación difusa.

- **Pirheliómetro:** Dispositivo que mide la radiación solar directa. Está compuesto por un tubo largo y estrecho de color negro. Este se coloca orientado directamente al sol mediante un seguidor solar de precisión para que así un sensor basado en una termopila de pares termoeléctricos emita una señal proporcional a la radiación directa incidente.



Figura 8: Pirheliómetro.

- **Albedómetro:** Dispositivo para medir la radiación del albedo o reflejada. Está compuesto por dos piranómetros contrapuestos, uno orientado hacia arriba que es el que mide la radiación global y otro

orientado hacia la tierra que es el que mide la radiación reflejada. Estas señales medidas por ambos piranómetros proporcionan el albedo que es el cociente entre la radiación reflejada e incidente.



Figura 9: Albedómetro.

- **Heliógrafo:** Elemento capaz de medir la duración de la insolación, que es el tiempo en el que la radiación solar directa es mayor que  $120 \text{ W/m}^2$ . Dicho dispositivo no posee piezas móviles y se basa en 3 fotodiodos que miden la insolación. Se instala en una posición paralela a la dirección norte-sur en un ángulo similar a la latitud del lugar.



Figura 10: Heliógrafo.

- **Solarímetro:** Se trata de un piranómetro portátil el cual permite realizar mediciones en cualquier lugar y a cualquier inclinación. Por tanto, permitirá comprobar en cualquier momento el grado de radiación incidente sobre el panel.



Figura 11: Solarímetro.

### 1.3.2. La célula solar

Se puede considerar a la célula solar como el dispositivo eléctrico capaz de convertir la energía incidente de la radiación solar en electricidad. La conversión de la luz en energía eléctrica por una célula solar se denomina efecto fotovoltaico.

La mayoría de las células solares utilizadas en la actualidad son de silicio, que se trata de un material semiconductor. La unión de muchas celdas fotovoltaicas es lo que daría lugar a un módulo fotovoltaico.



Figura 12: Célula solar

### 1.3.3. Materiales semiconductores

Los materiales semiconductores son elementos sólidos que pueden actuar como conductor permitiendo el paso de una corriente eléctrica o como aislante impidiendo el paso de esta misma, debido a varios factores como pueden ser la temperatura ambiente, el tipo de estructura atómica del mismo o el campo eléctrico o magnético al que este sometido. El material semiconductor mayormente utilizado en las células solares es el silicio [9].

Con respecto a las propiedades eléctricas de los materiales semiconductores, se ven modificadas según la cantidad de energía incidente en los mismos, ya sea en forma de calor o en forma de radiación. El comportamiento de estos materiales se puede explicar a partir de las teorías de enlaces y bandas.

El funcionamiento consiste en lo siguiente, se tiene una red cristalina formada por átomos del material semiconductor. En esta red, cada átomo comparte 4 electrones de valencia con otros 4 átomos cercanos mediante enlaces covalentes. Si se produce un aumento de la temperatura o de la luz incidente en el material, algunos de estos electrones de valencia obtienen la energía necesaria para romper el enlace covalente y así moverse con total libertad por la red, formándose electrones libres.

Se debe hablar a continuación del concepto de energía de enlace, que es la energía mínima que se debe aplicar a un enlace para romperlo y generar un par electrón-hueco. Su valor es constante y depende del semiconductor, en el caso del silicio esta energía es de 1.12 eV.

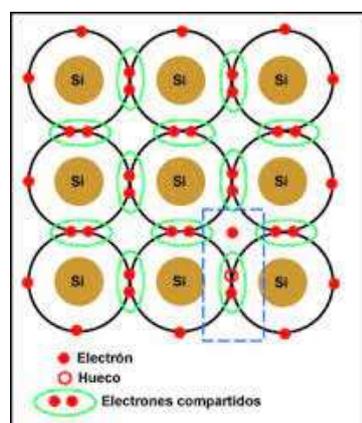


Figura 13: Enlaces de silicio.

### 1.3.4. Unión PN

Para obtener los semiconductores de tipo P y de tipo N, se tiene que realizar un proceso llamado “dopado de semiconductores”, el cual consistirá en añadir impurezas al semiconductor, las cuales pueden ser de dos tipos:

- Impurezas pentavalentes: Elementos cuyos átomos están constituidos por cinco electrones de valencia en su orbital extremo como el fósforo, antimonio o el arsénico. Al dopar dichas impurezas en la estructura cristalina de silicio aparecen electrones libres que aumentan la conductividad térmica, dando lugar al semiconductor tipo N, llamado así por ser negativa la carga de los portadores añadidos.
- Impurezas trivalentes: Elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo, como el boro, el galio y el indio, que al doparlos con la estructura de silicio aparecería un hueco que se comportaría como una carga positiva moviéndose por el interior de la red cristalina, dando lugar al semiconductor de tipo P, llamados así por ser positiva la carga de los portadores añadidos [10].

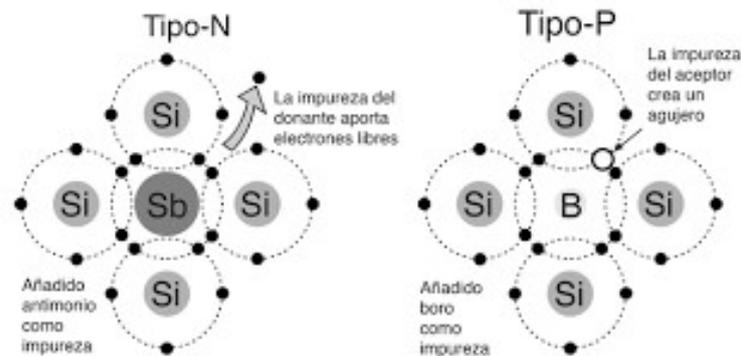


Figura 14: Semiconductores tipo N y tipo P

Una vez obtenidos ambos semiconductores, al unirlos se produce un efecto de difusión de electrones de la zona N hacia la zona P ocurriendo lo mismo con los huecos, que se desplazan desde donde hay mayor concentración hasta donde hay menor. Al producirse estos movimientos de cargas se genera en la zona de unión una neutralización debido a la combinación de electrones y huecos. La tensión resultante que aparece entre las zonas es denominada barrera potencial e impide que el movimiento de cargas continúe.

### 1.3.5. Efecto fotovoltaico

Los materiales semiconductores que constituyen a las células solares son los encargados de transformar la luz solar en energía mediante el efecto fotovoltaico. Dicho fenómeno consiste en que al iluminar dicho semiconductor se producen electrones y huecos los cuales se mueven por el interior del semiconductor aleatoriamente de forma que cuando un electrón encuentra un hueco se inserta en él y libera energía [11].

Para que se produzca este efecto, los huecos y los electrones deben estar separados en zonas diferentes a través de un campo eléctrico. De tal manera, el semiconductor se comportaría como un generador eléctrico.

Esta separación se consigue mediante la unión PN. Manteniéndola y exponiendo el semiconductor a iluminación, se producirá una diferencia de potencial. Esta conversión de luz en diferencia de potencial es lo que se considera como efecto fotovoltaico, descubierto por Becquerel en el siglo XIX.

## 1.4. Autoconsumo

Se define el autoconsumo como la propia producción de energía por parte de los consumidores mediante generadores, para así cubrir parte o toda la electricidad que consumen ya sea en una empresa, vivienda o cualquier instalación.

En este apartado se van a comentar las nuevas modalidades de autoconsumo definidas en el RD244/2019 de abril, donde se clasifican los tipos de autoconsumo que se pueden instalar y tramitar para una instalación fotovoltaica. Esta instalación podrá realizarse como autoconsumo individual o colectivo, es decir como un único consumidor o como más de un consumidor asociado a las instalaciones de generación [12].

Para conocer las diferentes formas de conexión a red de la instalación solar, se deberá conocer lo siguiente:

- Se considera instalación próxima de red interior si está conectada a la red interior del consumidor o de los consumidores, o unida a través de líneas directas.
- Se considera instalación próxima a través de la red si está conectada a un punto externo a la red interior, de tal manera que la instalación se una a los consumidores asociados utilizando la red pública de distribución. Dichas conexiones a través de la red deben satisfacer al menos uno de estos criterios:
  - o La conexión se realice a la red de BT que deriva del propio centro de transformación al que pertenece el consumidor.
  - o Que la distancia entre generación y consumos conectados en la red de BT este por debajo de los 500 metros.
  - o Que la generación y los consumos estén ubicados en una misma referencia catastral según sus primeros 14 dígitos, con excepción de las comunidades que tienen su propia normativa catastral.

Con respecto al autoconsumo colectivo, si se realiza entre instalaciones próximas de red interior, podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo. En cambio, en el caso de instalaciones próximas a través de red, solo podrá pertenecer a las modalidades de autoconsumo con excedentes.

#### 1.4.1. Autoconsumo sin excedentes

Al hablar de este tipo de instalaciones, se dice que son instalaciones de autoconsumo que, aunque están conectadas a la red de distribución, no ceden en ningún momento energía a la red. De acuerdo con la ITC-BT-40, estas instalaciones deben tener un sistema anti-vertido o vertido cero, para impedir dicha inyección de energía a la red [13].

Con respecto al titular del punto de suministro, será el mismo que el titular de la instalación de generación, por lo que será responsable de cualquier incumplimiento que pudiera tener consecuencias en la red.

En el caso de autoconsumo colectivo sin excedentes, cabe la posibilidad de acogerse a la compensación de la energía excedentaria generada ante los diferentes consumidores conectados a la red interior. Para esto se debe crear un modelo de reparto de energía mediante un “acuerdo de reparto” que lo refleje.

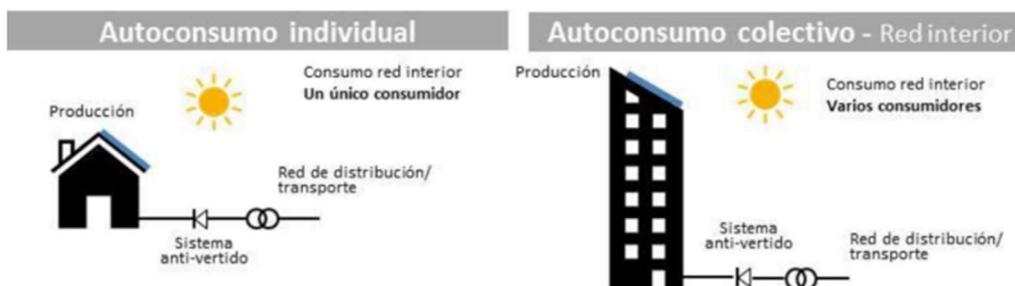


Figura 15: Autoconsumo sin excedentes. Fuente:

Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDEA).

#### 1.4.2. Autoconsumo con excedentes

Se considera una instalación de autoconsumo con excedentes, a aquella instalación capaz de inyectar a la red de distribución los excedentes de la energía generada, es decir, una instalación que genere mayor cantidad de energía que la consumida instantáneamente.

Se podrá, o bien compensar mensualmente la energía vertida (apartado a) o vender la energía excedentaria a precio pool (apartado b).

### a) Autoconsumo con excedentes acogido a compensación.

En este mecanismo, la energía procedente de la instalación generadora de autoconsumo que no sea consumida instantáneamente o almacenada por los consumidores asociados se inyecta a la red. En el caso de que los consumidores necesiten más energía que la que le aporta el sistema, esta se comprará a la red al precio que marque su contrato de suministro (PVPC o mercado libre) [13].

Una vez finalizado el periodo de facturación, se realiza la compensación entre el coste de la energía comprada a la red y el valor de los excedentes de energía volcados a la red, que puede estar al precio de mercado o a un precio acordado entre las partes según el contrato. El máximo que se puede compensar será el importe de la energía comprada a la red, pudiéndose quedar así la factura en un coste nulo, pero nunca en positivo para el consumidor.

Si se desea acogerse a dicho mecanismo de compensación de excedentes deberán cumplirse la totalidad de las siguientes condiciones:

- La fuente de energía sea de origen renovable.
- La potencia total de las instalaciones generadoras es igual o inferior a 100 kW.
- La instalación no tenga otorgado un régimen retributivo adicional o específico.
- El consumidor y productor hayan suscrito un contrato definido de compensación de excedentes de acuerdo con el Real decreto 244/2019.
- El consumidor tenga un único contrato de suministro para el consumo asociado y los auxiliares con una empresa comercializadora.

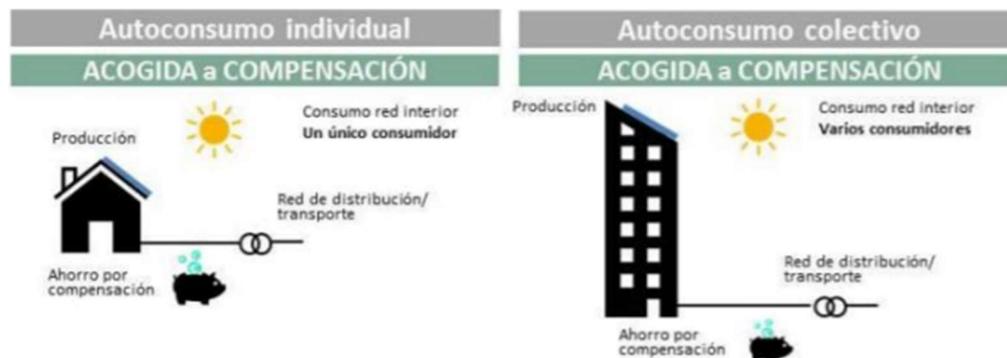


Figura 16: Autoconsumo con excedentes acogido a compensación.

Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDEA).

### b) Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación

Estas instalaciones son aquellas en las que no se cumple algún requisito para acogerse a la modalidad de compensación, o que voluntariamente el consumidor decide no hacerlo. Estas pueden ser conectadas a red interior o a través de red para instalaciones próximas [13].

En este caso, la instalación vierte la energía no consumida a la red, pero se vende al mercado eléctrico recibiendo el mismo tratamiento que el resto de las energías procedentes de fuentes renovables, cogeneración y residuos, es decir, aplicándole el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) de un 7%.

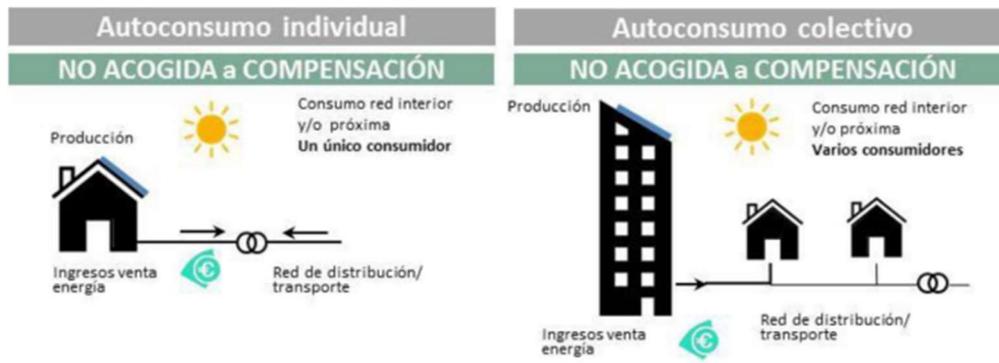


Figura 17: Autoconsumo con excedentes no acogido a compensación.

Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDEA).

En el caso de la instalación realizada para este proyecto, al contar con una potencia instalada superior a los 100kW se tratará como una instalación de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación.

# 2 MEMORIA DESCRIPTIVA

---

## 2.1. Objetivo

El objetivo principal de este proyecto, como se comentó en la introducción, será la instalación de un total de 864 paneles fotovoltaicos de 455 Wp cada uno, situados en la cubierta de una nave industrial ubicada en el Polígono El Portal, en Jerez de la Frontera. La nave donde se realizará la instalación pertenece a la empresa **Torrent S.A.** Se trata de una empresa familiar con más de 100 años de historia dedicada a la fabricación de tapones, considerada una de la empresa líderes en este sector, proporcionando soluciones de cierre para los sectores del aceite de oliva, los licores, bebidas espirituosas y los vinos a nivel internacional.

La instalación constará de dos inversores encargados de transformar la energía generada por los paneles fotovoltaicos en energía útil para su utilización, que se encontrarán en un espacio disponible junto al cuadro general de distribución de la nave.

Dicha empresa tiene como uno de sus principios claves el desarrollo e impulso de la sostenibilidad, buscando constantemente un equilibrio entre lo económico, lo social y el cuidado del medio ambiente tanto a nivel de empresa como de empleados. Es por ellos por lo que se ha decidido realizar dicha instalación fotovoltaica, para así mantener los principios y valores históricos de la empresa apostando por la sostenibilidad y la eco responsabilidad, además de obtener el consecuente ahorro económico al apostar por dicha instalación.

## 2.2. Situación y emplazamiento

La nave en la que se va a realizar la instalación fotovoltaica se encuentra en el Polígono industrial El Portal, en Jerez de la frontera, en concreto en la Calle Marruecos número 1. Sus coordenadas son las siguientes:

- Latitud: 36.6664°.
- Longitud: -6.13303°.
- Altitud: 18.2511m.

En las Figuras 18 y 19, se muestran algunas imágenes con vista satélite del emplazamiento realizadas con el programa Google Earth. Además, En el apartado dedicado a los planos, puede verse dicha ubicación con mayor precisión.

La instalación de las placas solares se realizará en la cubierta de dicha nave industrial utilizando las 2 cubiertas a dos aguas, es decir dos con orientación este y las otras dos con orientación oeste.



Figura 18: Vista de la cubierta de la nave.

Fuente: Google Earth



Figura 19: Vista de la nave desde el perfil oeste.

Fuente: Google Earth

### 2.3. Descripción de la instalación fotovoltaica

La instalación fotovoltaica de autoconsumo no acogida a compensación de este proyecto constará de 864 paneles fotovoltaicos de 455 Wp cada uno, lo que supondrá una potencia pico total de 393,120 kWp que se utilizarán para cubrir parte del consumo de dicha fabrica y así obtener reducciones en su factura eléctrica. Dichos paneles se colocarán en una estructura fija de tipo coplanar en la cubierta de la nave con una inclinación de 15° que es la

que tienen las cubiertas a dos aguas de la fábrica y utilizando las cubiertas con orientaciones este y oeste. Los excedentes de esta instalación serán vendidos en el mercado eléctrico aplicándose el IVPPE (Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica) del 7%.

Además, se utilizarán dos inversores de 185 kW nominales para la transformación a corriente alterna, los cuales se ubicarán junto al cuadro general de dicha nave con sus protecciones y equipos de medida necesarias. Se dividirán todos los módulos de manera equitativa en cada inversor, es decir 432 paneles por inversor, ocupando todas sus salidas y sus seguidores de máxima potencia, para así asegurar un buen rendimiento en la instalación.

A continuación, se explicarán con mayor detenimiento el tipo de paneles utilizados, así como el tipo de inversor, la estructura de soporte y el cableado necesarios para la realización de este proyecto. Y por último se describirán los trámites necesarios antes y después de la ejecución de la instalación.

### **2.3.1. Módulos fotovoltaicos**

Se puede decir que los paneles fotovoltaicos son el componente más importante de la instalación. Es por ello por lo que una correcta selección de estos es crucial para el correcto funcionamiento de la instalación, de tal manera que se garantice un buen rendimiento, así como una buena generación de energía eléctrica.

En principio, se van a presentar algunos de los diferentes tipos de módulos que existen según el material de las células que lo constituyen y más adelante se seleccionará el modelo utilizado en este proyecto. Los paneles que se van a definir se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Silicio cristalino:**
  - Monocristalino.
  - Policristalino.
- **Multiunión.**

Las células de silicio cristalino son las más utilizadas comercialmente en la actualidad. Esta diferencia entre monocristalino y policristalino se debe a la estructura interna de la red cristalina.

En los paneles policristalinos, las células de silicio policristalino que lo constituyen se forman enfriando artificialmente una célula monocristalina, lo que sucede a continuación es que cuando el silicio se enfría, se fragmenta y se forman cristales individuales. Todo este proceso se realiza con el silicio en bloque, y luego es cortado en placas que serían los módulos fotovoltaicos que se ven en los paneles solares policristalinos. Se puede decir que estos paneles son los más empleados debido a su bajo coste de fabricación y su gran eficiencia, así como que son recomendados para climas más cálidos debido a que tienen una buena resistencia al sobrecalentamiento. Su eficiencia es menor que la de los monocristalinos y está entre un 16-19%.

Con respecto a los paneles monocristalinos, la eficiencia es mayor que en los policristalinos, en torno a un 25%. Estos paneles se suelen utilizar cuando no se dispone de mucha superficie para la instalación. Además, son recomendables para países con poca incidencia solar o con climas más fríos, debido a que aguantan peor el sobrecalentamiento y se comportan mejor con radiación difusa.

En la Figura 20 se puede observar a simple vista la diferencia entre una célula monocristalina y una policristalina.

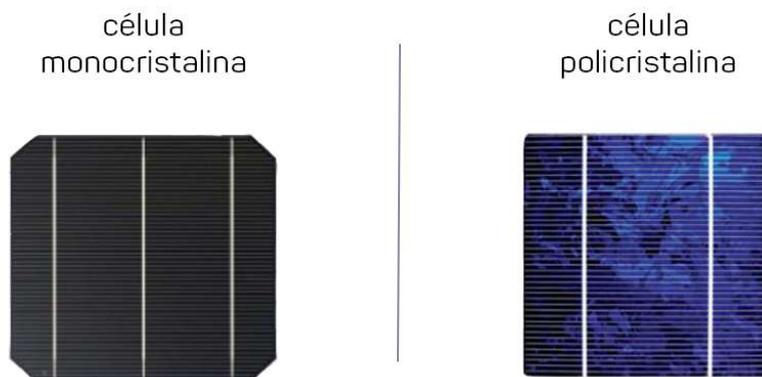


Figura 20: Célula monocristalina y célula policristalina.

Fuente: SolarEnergía.net

Se podría decir que hoy en día las células con mayor eficiencia son las células multiunión, las cuales aún están en fase experimental pero cuya eficiencia puede llegar a ser de hasta un 46% en laboratorio. Esto hace que su precio se encarezca considerablemente, por ello solo se usan en aplicaciones muy específicas donde se necesite una gran potencia en un espacio pequeño.

Antes de elegir cualquier módulo fotovoltaico, se debe comprobar que estos cumplan con las especificaciones descritas en la norma UNE-EN 61215, para módulos de silicio cristalino. Además, se debe verificar que estén homologados y cualificados por algún laboratorio reconocido y que su fabricante pueda asegurar la disponibilidad comercial y las garantías del producto.

Los aspectos principales a tener en cuenta en la elección del módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Su potencia pico (Wp) y la relación con su precio (€/Wp).
- Su eficiencia.
- Garantía del producto y de producción ofrecida por el fabricante.
- Que sea un producto homologado y con certificación de protección mínima de clase I, pero preferiblemente clase II.
- Menor tolerancia posible.
- Disponibilidad comercial y fabricante reconocido.
- Otros aspectos técnicos.

Una vez conocidos los parámetros más importantes a la hora de elegir un módulo fotovoltaico, para este proyecto se escogerá un panel de la marca **JA Solar**, en concreto el modelo **JAM72 S20-455/MR**. La instalación constará de un total de 864 módulos, divididos en dos inversores, es decir 432 módulos por cada inversor.

Se ha escogido este modelo de panel solar debido, en parte, a ser una de las marcas más utilizadas en la actualidad en las instalaciones de autoconsumo conectadas a red. Dicha marca está entre una de las más prestigiosas en China, ofreciendo uno de los mejores rendimientos del mercado en células monocristalinas. Su rendimiento se consigue dividiendo la célula en dos, multiplicando el circuito eléctrico interno del panel solar, lo cual reduce las corrientes y por tanto el calentamiento de todo el circuito interno. Además, este diseño exige menores esfuerzos a los materiales de los que está compuesto el panel, lo que hace que se tenga una menor degradación con el tiempo y un mejor comportamiento frente a temperaturas elevadas.

Estos paneles constan de una tecnología de células PERC (Passivated Emitter Real Cell), que se caracteriza por disponer de una capa reflectante en su parte trasera entre el silicio y el aluminio, con esto se consigue que parte de la radiación penetre en la capa de aluminio y sea reflejada en la capa de silicio con lo que se conseguirá una absorción de energía extra. Gracias a esta reflexión la propia célula del panel será capaz de absorber más energía, así como calentarse menos, de forma que se consigue una temperatura de trabajo inferior y una producción

mayor por superficie frente a otras tecnologías de células fotovoltaicas.

JA SOLAR

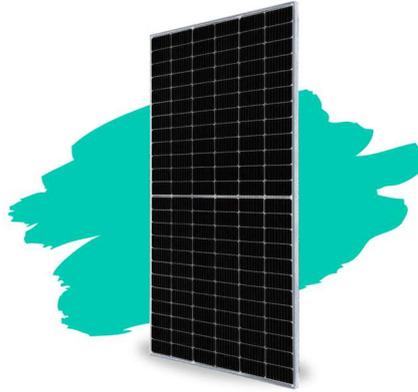


Figura 21: Panel JA Solar.

Fuente: Tienda Social Energy

En la Tabla 1, se presentan las principales características físicas y eléctricas, así como las condiciones de operación de los paneles JA Solar modelo JAM72 S20-455/MR obtenidas de su ficha técnica.

El precio de dichos paneles suele estar en torno a 200-260 euros dependiendo del proveedor. En el caso de una instalación de estas dimensiones es posible conseguir reducciones en el precio final de los módulos debido al número elevado de paneles que se han de utilizar. El precio total de estos se verá en el apartado de Mediciones y Presupuestos.

<b>Parámetros eléctricos</b>	
<b>Potencia máxima (Pmax)</b>	455 Wp
<b>Corriente en el punto de máxima potencia (Imp)</b>	11,41 A
<b>Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)</b>	41,82 V
<b>Corriente de cortocircuito (Isc)</b>	10,88 A
<b>Tensión de circuito abierto (Voc)</b>	49,85 V
<b>Eficiencia del módulo (%)</b>	20,4 %
<b>Parámetros térmicos</b>	
<b>Coefficiente de temperatura Isc</b>	0,0044 %/°C
<b>Coefficiente de temperatura Voc</b>	-0,272%/°C
<b>Coefficiente de temperatura Pmax</b>	-0,350%/°C
<b>Condiciones de operación</b>	
<b>Máxima tensión del sistema</b>	1000V/1500V DC
<b>Máxima corriente inversa</b>	20 A
<b>Temperatura de operación</b>	-40 °C- 85 °C
<b>Protección</b>	Clase II
<b>Máxima carga estática</b>	5400 Pa/ 2400 Pa
<b>Especificaciones</b>	
<b>Peso</b>	25 kg
<b>Dimensiones</b>	2120mmx1052mmx40 mm
<b>Número de células</b>	144 (6x24)
<b>Caja de conexiones</b>	IP68, 3 diodos
<b>Cableado</b>	4 mm <sup>2</sup> (IEC)

Tabla 1: Características módulo JA Solar

### 2.3.2. Inversor

Se conoce como inversor al convertor de potencia que transforma la corriente continua (DC) generada por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (AC). En otras palabras, es el dispositivo encargado de transformar la energía producida por los paneles fotovoltaicos en energía útil para el consumo diario [13].

En una instalación fotovoltaica la principal tarea del inversor consiste en entregar a su salida una corriente senoidal de bajo contenido armónico y un alto factor de potencia para minimizar la energía reactiva. Además, debe estar sincronizado a la frecuencia que establece la red.

A continuación, se van a describir los diferentes tipos de inversores según la forma en que estén conectados con los módulos fotovoltaicos y su manera de operar, así como el inversor elegido para esta instalación fotovoltaica.

- **Inversores centrales:** Se trata de un único inversor encargado de controlar toda la instalación, es decir, todas las cadenas formadas por los diferentes módulos conectado en serie (strings) estarán reunidas en una conexión en paralelo a través de lo que se conoce como “combiner box”, que se conectará al inversor. Con respecto al aporte de corriente de cada serie, esta se sumará y además todos los strings se verán sometidos a la misma tensión por ello en esta configuración será necesario la disposición de diodos de bloqueo para así proteger cada string en caso de que la tensión disminuya en alguno de estos con respecto a las otras cadenas [14].

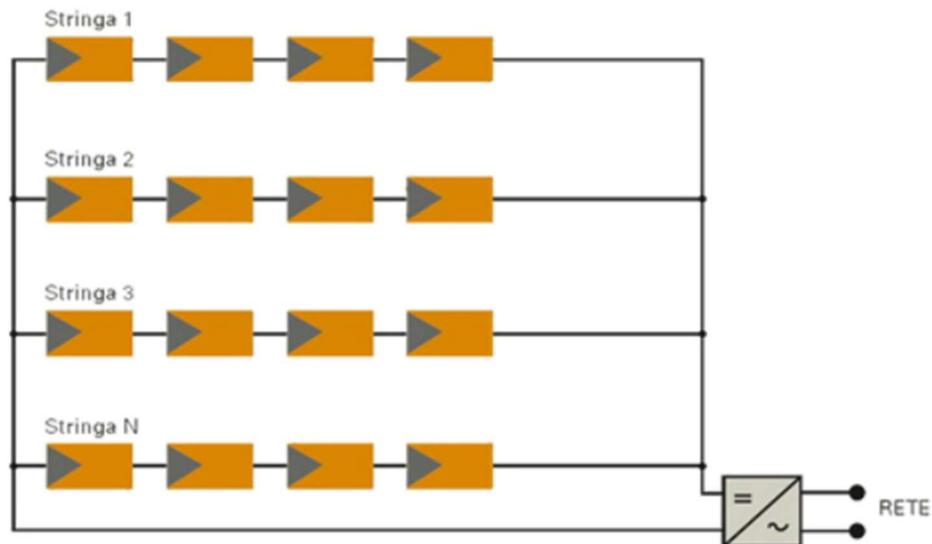


Figura 22: Inversor centralizado.

Fuente: Selectra Autoconsumo.

Las ventajas de usar este inversor son principalmente la simplicidad de la instalación y unos costes de mantenimiento menores que otros inversores de otro tipo.

A la hora de hablar de los inconvenientes de este tipo de inversores, se podría decir que tienen una sensibilidad especial a las sombras parciales por lo que el aprovechamiento óptimo de cada cadena está limitado. Dichas cadenas se verán afectadas por la cadena más limitante debido a que el inversor optimizará su funcionamiento por la cadena de menor producción. Además, al tratarse de un único inversor, tiene un mayor riesgo de fallo para toda la instalación general. Se suele usar en campos solares u otros proyectos de grandes dimensiones que tengan una orientación, inclinación y condiciones de sombra uniformes.

- **Inversores de cadena o string:** Cada circuito o cadena de paneles en serie, es decir cada string, se conecta a su inversor, representando cada uno una instalación independiente. En cada string la corriente a través de todos los módulos es la misma y el aporte de los voltajes se suman directamente según el número de paneles utilizados. Al usarse esta configuración, se pretende que cada zona específica tenga su inversor para trabajar en una misma inclinación y orientación, es decir para la misma irradiancia, de tal manera que se pueda ajustar de manera óptima el punto de máxima potencia (PMP), resolviendo así el problema de que la aparición de sombras que pueda afectar al resto de la instalación.

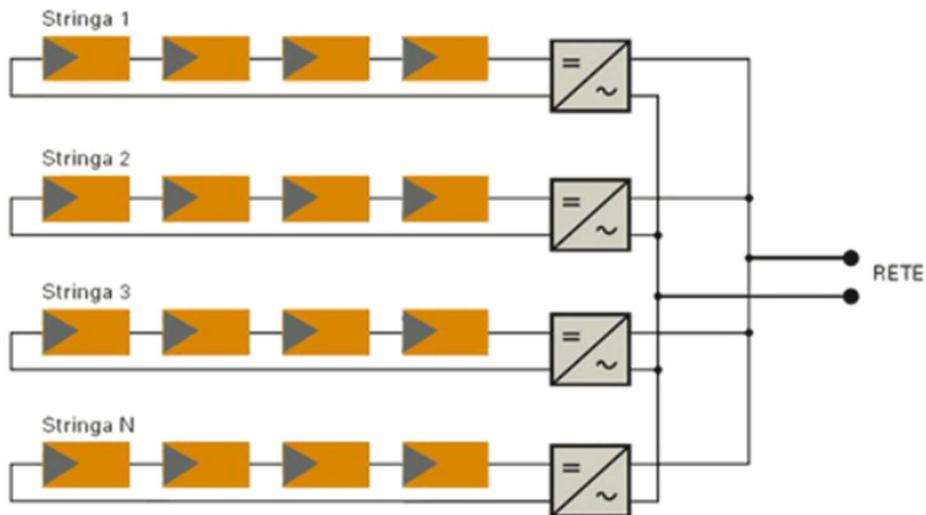


Figura 23: Inversor de cadena.

Fuente: Selectra Autoconsumo

Con respecto a las ventajas de usar este tipo de inversor, se obtienen mayores rendimientos que con los centralizados debido a que cada inversor cuenta con un MPPT o seguidor del punto de máxima potencia para cada string reduciendo así las pérdidas por sombreado en caso de que las hubiese. Además, se requiere menor cableado en la parte de continua. En cambio, algunas desventajas serían su coste de inversión y mantenimiento, así como un mayor cableado en la parte de alterna.

- **Inversores multistring o multicadena:** Se trata de una tipología intermedia entre los inversores centrales y los de cadenas, ya que es posible la conexión de diversos strings con diferentes condiciones de operación como orientaciones, inclinaciones, sombras etc. En el lado de corriente continua, los strings se conectan a entradas controladas por MPPT independientes y posteriormente se unen en la etapa de conversión DC-AC en el lado de la introducción a red funcionando como un inversor centralizado, pero con un rendimiento más optimizado.

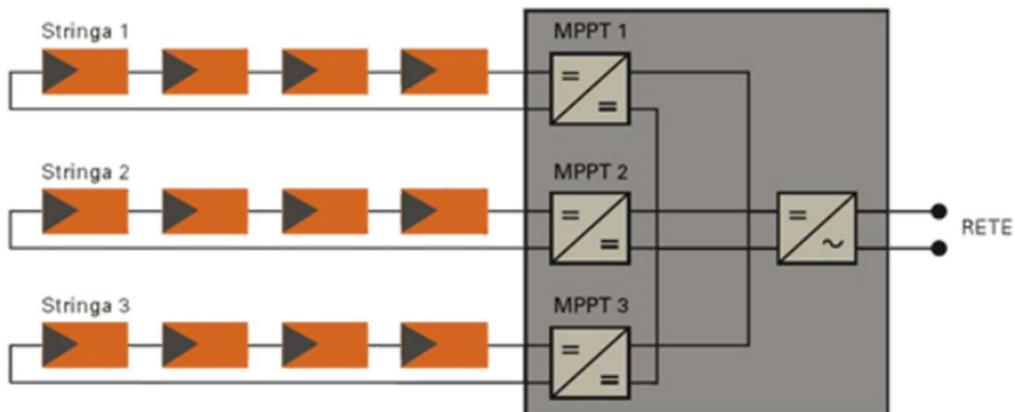


Figura 24: Inversor multicadena.

Fuente: Selectra Autoconsumo

Con respecto a las ventajas de esta tipología se combinan las de un inversor centralizado con el seguimiento del punto óptimo de máxima potencia de los descentralizados. Por lo que en esta configuración es conveniente conectar aquellos strings que tengan un funcionamiento similar a la entrada del inversor con el mismo MPPT y aquellos que operen en distintas condiciones se conectarán a entradas MPPT distintas.

- **Microinversores:** En esta tipología, al contrario que en la de los inversores centralizados, se tiene un inversor compacto para cada módulo solar. De esta manera, se busca que todos los paneles funcionen de manera autónoma en el PMP ya que cada inversor dispone del seguimiento MPPT.

Como ventaja al usarse estos inversores se podría decir que tienen un comportamiento mejor frente a sombras, posibilidad de monitorización y mayor producción energética que un sistema con inversor centralizado para una misma potencia instalada. Que cada panel funcione de manera autónoma al resto de los paneles que constituyen la instalación evita que un posible fallo en alguno de los paneles afecte al resto. Además, podría funcionar con diferentes orientaciones e inclinaciones a la vez y se podrían agregar paneles de diferentes potencias a una misma instalación sin afectar a la producción, lo cual es interesante si se quisiera realizar una ampliación de la instalación en un futuro.

Con respecto a los inconvenientes, se podría decir que tiene un elevado coste de inversión y su mantenimiento resulta más complejo al tener un microinversor en cada panel. Por lo que si el acceso a la cubierta fuese complicado estos microinversores no son la mejor opción.

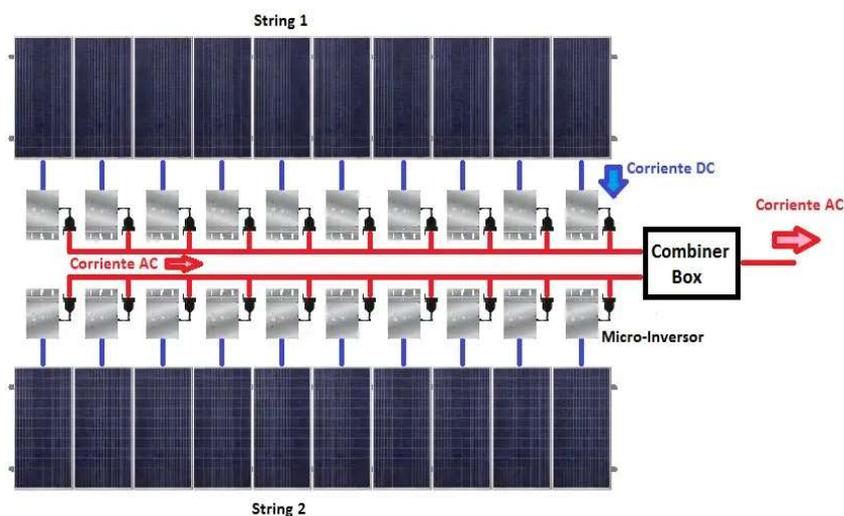


Figura 25: Instalación con microinversores.

Fuente: Selectra Autoconsumo

- **Inversores con optimizadores de potencia:** Se trata de una hibridación entre los inversores centrales y los microinversores. En este tipo de inversores, el sistema consta de un inversor central, pero cada módulo o conjunto de dos o tres módulos están conectados a un optimizador de potencia que se conectan en serie. Su funcionamiento se basa en la separación de las dos principales funciones del inversor, la optimización y conversión según el seguidor de MPPT y la etapa de conversión DC-AC a nivel de cadena o arreglo de paneles.

Con respecto a las ventajas a la hora de usar un inversor con optimizadores de potencia, se podría decir que su coste es menor que el de los microinversores, pero mayor al del inversor central. También, al igual que los microinversores, estos permiten una monitorización del panel, lo que resulta de utilidad a la hora de comparar eficiencias de funcionamiento, así como encontrar posibles fallos. Se podría optimizar el funcionamiento de cada módulo individualmente y también añadir paneles con diferentes potencias a la misma cadena del inversor sin afectar a la producción. Al hablar de los inconvenientes, se podría decir que este tipo sigue teniendo un inversor central cuyo tiempo de vida útil está entre los 10-15 años y si dicho inversor fallase, fallaría toda la instalación.

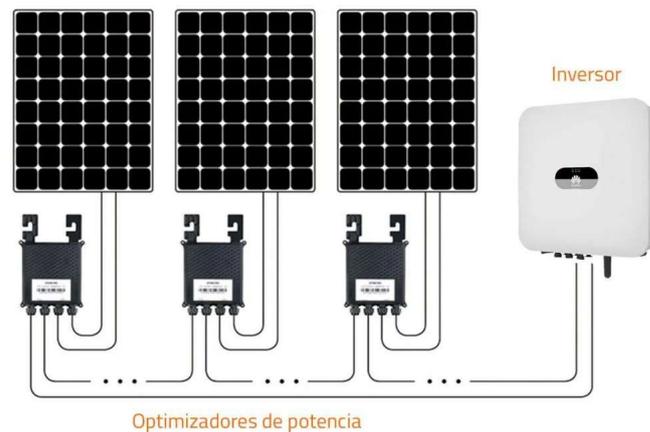


Figura 26: Inversor con optimizadores de potencia.

Fuente: Selectra Autoconsumo

Una vez definidos los diferentes tipos de inversores que se pueden utilizar en la instalación, se ha decidido escoger dos inversores multistring, en concreto dos inversores de la **marca Huawei, modelo SUN2000-185KTL-H1** debido a que son uno de los tipos más utilizados en la actualidad en instalaciones conectadas a red en el ámbito industrial. Se trata de inversores de tipo trifásico, cuya eficiencia es del 98.68% y cuentan con una potencia nominal de 185 kW, así como una intensidad de salida nominal de 126.3 A y una intensidad máxima de salida de 134.9 A, por lo que estos inversores son una solución muy eficiente en grandes instalaciones con elevados consumos de electricidad.

Dichos inversores cuentan con 9 MPPT, con 18 entradas totales, es decir, contaría con 1 MPPT por cada dos salidas. Estos 9 seguidores de máxima potencia se caracterizan por trabajar en un rango de tensiones entre 500V y 1500V, de tal manera que se podría utilizar en instalaciones con diferentes orientaciones tal y como se comentó en la definición de los inversores de tipo multistring. Gracias a estos seguidores de máxima potencia integrados en los inversores, se maximiza la eficiencia de los paneles de forma que la inversión de la instalación se amortizará más rápido.

Además, los inversores Huawei SUN2000-185KTL-H1 cuentan también con varios seccionadores de corriente continua repartidos por grupos de reguladores MPPT, protección anti-isla, contra sobrecorrientes de corriente alterna y contra polaridad inversa de corriente continua, así como monitorización de strings. Dichos inversores también cuentan con detección de aislamiento de corriente continua y unidad de monitorización de la intensidad residual. No consta de pantalla, pero es posible seguir su rendimiento y su funcionamiento desde la app del fabricante. Son capaces de trabajar entre -25 °C y 60 °C como condiciones extremas y cuenta con una protección de tipo IP66 y ventilación asistida en función de la temperatura de trabajo.

En la Tabla 2 se observa una tabla con los parámetros eléctricos característicos de entrada y salida del inversor, obtenidos de la ficha técnica del mismo.

Entrada		Salida	
Máx. voltaje de entrada	1500V	Potencia nominal activa de AC	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Máx. corriente por MPPT	26 A	Max. Potencia aparente de AC	185,00 VA
Máxima corriente de cortocircuito por MPPT	40 A	Max. Potencia activa de AC (cosφ=1)	185,00 W
Voltaje de entrada inicial	550 V	Voltaje nominal de salida	800V, 3W +PE
Rango de voltaje de operación de MPPT	500 V- 1500V	Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz/ 60 Hz
Voltaje nominal de entrada	1080 V	Corriente de salida nominal	126,3 A @40°C, 121,3 A @45°C, 115,5 A @50°C
Cantidad de MPP	9	Max. Corriente de salida	134,9 A
Cantidad de entradas	18	Max. Distorsión armónica total	<3%

Tabla 2: Parámetros eléctricos del inversor



Figura 27: Inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1.

Fuente: Página Huawei

En cuanto a las características físicas del inversor se visualizan en la Tabla 3.

Inversor	Huawei SUN2000-185KTL-H1
Dimensiones	1.035x700x365 mm
Peso	84 Kg
Método de enfriamiento	Refrigeración inteligente con aire

Tabla 3: Características técnicas del inversor Huawei SUN2000-185KTL-H1

Dicho inversor cuenta también con unos leds de estado en su parte delantera que dan una idea del estado de funcionamiento de este.

En el caso de este proyecto, al tratarse de cubiertas de tipo a dos aguas, se utilizarán dos inversores, uno para cada orientación de las cubiertas, es decir uno para los paneles orientados al este y otro para los paneles conectados en las cubiertas oeste. La conexión de estos se verá detalladamente en la Memoria de Cálculos.

Para cada inversor se conectarán 24 módulos en serie en un total de 18 strings. Por tanto, se completarán todas las entradas del inversor, así como todos los seguidores de máxima potencia (MPPT).

En definitiva, se dispondrá de un total de 864 módulos fotovoltaicos, divididos en los dos inversores de manera uniforme, 432 módulos por cada inversor, constituidos por 24 paneles en serie con 18 cadenas cada uno. Lo que al multiplicar por los 455Wp de cada módulo nos dará una potencia pico total de  $432 \times 455 \text{Wp} = 196,560 \text{ kW}$  en cada inversor, y un total de 393,120kWp totales de la instalación.

Dichos inversores estarán colocados en el interior de la nave junto al cuadro general de la fábrica. Primero habrá un cuadro general de protección (CGP) a la salida de los inversores que se conectará con el cuadro principal de distribución de la nave.

Teniendo en cuenta las dimensiones de la instalación, también se instalará un dispositivo Huawei Smart Logger 3000 A que se trata de un registrador de datos para los inversores de la familia KTL de Huawei. Dicho dispositivo servirá para monitorizar la instalación solar enviando al portal del fabricante la información registrada por el inversor o inversores por medio de una aplicación web y también para controlar y gestionar los propios inversores. Por lo que dicho dispositivo estará conectado a los inversores.

Además, también se dispondrá de un contador bidireccional que se encargará de contabilizar la energía tanto generada como los excedentes para que así la empresa comercializadora pueda facturar adecuadamente lo que le corresponde al consumidor.

### 2.3.3. Estructura de soporte

En este apartado se comentará la estructura escogida para la instalación de los módulos fotovoltaicos en dicha nave industrial. En primer lugar, hay que saber que los módulos se dispondrán de manera coplanar a la cubierta, aprovechando así su inclinación y minimizando las pérdidas por sombreado en la instalación. Según el código técnico en la edificación (CTE), la estructura elegida no deberá transmitir cargas que afecten a la integridad de la cubierta o de los módulos fotovoltaicos y tendrá que ser capaz de resistir a condiciones de viento y nieve.

Se ha elegido una estructura perteneciente a la empresa Sunfer estructuras S.L, que se trata de una empresa española dedicada en exclusiva al diseño, fabricación, venta e instalación de estructuras de energía solar. Todos los soportes de dicha empresa cumplen con la normativa vigente. En concreto se hará uso **del soporte coplanar continuo fijación a chapa metálica, vertical (04V)**. Se trata de una estructura válida para cubierta de chapa tipo sándwich, como es el caso, con una mayor resistencia debido al anclaje a la greca. Así mismo, con este tipo de anclaje se evita cualquier posible filtración de agua debido a que no se taladra la canal de la cubierta y consta de una rápida instalación.

Dicha estructura da la opción de conectar como máximo 6 módulos en una misma estructura por lo que, como se verá en la Memoria de Cálculos en el apartado dedicado a la distribución de los módulos y en los Planos, se tendrán filas en cada cubierta de 144 módulos por lo que en cada fila formada por estos 144 módulos se necesitarán 24 estructuras 04V, haciendo un total de estructuras para la instalación de estudio de 144, una por cada 6 módulos de la instalación [15].

La estructura que se va a utilizar consta además del kit necesario para su instalación, quedando la misma tal y como se observará en la siguiente figura.

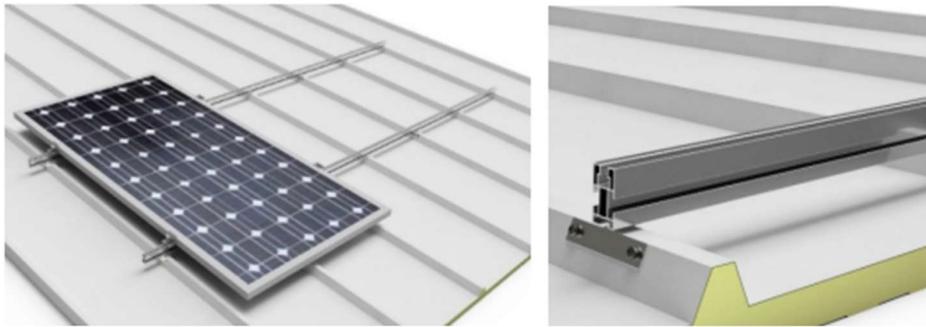


Figura 28: Estructura coplanar utilizada.

Fuente: Sunfer estructuras S.L

#### 2.3.4. Cableado

Para la elección del cableado de la instalación se han seguido los criterios de caída de tensión y el criterio térmico o de intensidad máxima admisible que se dictan en el REBT y normativa vigente y con ayuda del catálogo de Prysmian club.

En primer lugar, en el cableado para corriente continua, que va desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, se utilizará un cable unipolar de cobre en concreto el modelo TECSUN H1Z2Z2 del fabricante Prysmian Group, cuya sección obtenida por medio de ambos criterios comentados anteriormente será de  $4 \text{ mm}^2$  para cada string constituido por 24 módulos, pero se hará uso de una sección del conductor de  $6 \text{ mm}^2$  para estar del lado de la seguridad.

Dicho cable elegido para CC se considera indicado para su uso en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico y tiene un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). Algunas de sus características son la no propagación de la llama y del incendio, libre de halógenos, baja opacidad de humos, reducida emisión de gases tóxicos, resistencia a los rayos ultravioletas y resistencia al calor húmedo.

Cabe destacar que en este lado de CC, la medición de las distancias necesarias para calcular dichas secciones se ha tomado siempre desde el módulo más alejado de cada string hasta su inversor correspondiente. Además, los positivos y los negativos de cada grupo de módulos irán separados y protegidos y ambos irán en su correspondiente canalización conforme a la normativa vigente.

En segundo lugar, para el cableado de corriente alterna, se dividirá en dos tramos, el primero constituido desde la salida de los inversores hasta un nuevo cuadro de protección (CGP) encargado de proteger la instalación fotovoltaica y un segundo tramo que irá desde este cuadro de protección al cuadro general de distribución de la nave (CGD). Para ambos tramos se utilizará el mismo tipo de cable, del mismo fabricante que el de corriente continua, en concreto se utilizara el modelo AFUMEX CLASS 1000V (AS) cuya designación genérica es RZ1-K (AS), con una sección de  $50 \text{ mm}^2$  para el primer tramo y de  $120 \text{ mm}^2$  para el segundo tramo.

Se trata de un cable de aislamiento XLPE adecuado para su uso en el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo fotovoltaico. Algunas de sus características pueden ser su máxima pelabilidad, gracias a su capa especial antiadherente lo que hará más fácil retirar su cubierta y por lo tanto un importante ahorro en el tiempo de instalación, además no es propagador de la llama ni del incendio, está libre de halógenos y tiene una baja emisión de calor y nula emisión de gases corrosivos. Dicho cableado de corriente alterna, se protegerá con los dispositivos necesarios e irán en sus correspondientes canalizaciones.

### 2.3.5. Protecciones

Cumpliendo con lo especificado en el REBT el sistema contará, como mínimo, con las siguientes medidas de protección.

1. **Un elemento de corte general:** para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores e instalaciones frente a riesgo eléctrico.
2. **Un interruptor automático diferencial:** para proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento a tierra.
  - Se ubicará en la instalación del generador y será acorde con lo indicado en el REBT.
  - En particular, la protección diferencial cumplirá lo indicado en la ITC-BT-25, por lo que su intensidad diferencial-residual máxima será de 300 mA.
3. **Interruptor automático de la conexión:** para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de red. Esta protección está incluida en las protecciones internas de los inversores.

Para cumplir con la normativa, en este proyecto se va a disponer de las siguientes protecciones para el lado de CC y para el de CA:

- Para el lado de CC: el inversor elegido dispone de las protecciones necesarias requeridas por la normativa, por lo que no será necesario incluir protecciones adicionales. Los dispositivos de protección incluidos en los inversores son:
  - Interruptor de CC de entrada.
  - Protección contra islas eléctricas.
  - Protección ante sobre corriente de salida.
  - Protección ante conexión inversa de entrada
  - Detección de fallo de la cadena fotovoltaica.
  - Protección contra sobretensión de CC (tipo II).
  - Monitorización de corriente residual.
- Para el lado de CA: el inversor contará también con protección contra sobretensión de CA. Adicionalmente, se añadirá un interruptor automático al inicio de la instalación, el cual actuará como elemento de corte general requerido por la normativa además de realizar la protección frente a cortocircuitos y sobrecargas, y un interruptor automático diferencial para la protección de las personas que será colocado en el CGP. Se añadirán también dos magnetotérmicos, uno para cada salida de los inversores, que se encargarán de proteger estas líneas frente a cortocircuitos y sobrecargas.

Por otra parte, para garantizar unos niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión de la parte CC de la instalación contarán con aislamiento clase II. Para complementar esta actuación, el inversor seleccionado incorpora un controlador permanente de aislamiento, el cual permite detectar la ocurrencia de un primer defecto a tierra. En este caso, el equipo se desconecta y se activa una alarma visual en el equipo.

En el caso de esta instalación fotovoltaica será necesario disponer de un cuadro general de protección a la salida de los inversores que se encargará de proteger la instalación fotovoltaica el cual se conectará al cuadro principal de distribución de la fábrica.

Para el primer tramo definido de alterna, se añadirán a la salida de cada inversor un interruptor magnetotérmico tetrapolar de intensidad nominal  $I_N = 160$  A, con un poder de corte (PdC) de 50 kA, y con curva de tipo C encargado de proteger la línea que va desde la salida de cada inversor hasta el cuadro general de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos.

En este mismo cuadro general de protecciones de CA, en el tramo que conecta este mismo con el cuadro de distribución de BT de la fábrica, se deberá instalar además un interruptor diferencial regulable de calibre 630 A

con una sensibilidad de 300mA cuyo objetivo será el de proteger a las personas frente a cualquier contacto directo e indirecto que se puedan producir por algún fallo en la instalación.

Y por último se añadirá un interruptor automático regulable de calibre 300 A, tetrapolar y con poder de corte 65kA el cual protegerá frente a cortocircuitos y sobrecargas este segundo tramo en donde conecta la instalación al cuadro de BT de la nave.

### 2.3.6. Canalizaciones

Con respecto a la infraestructura que se utilizará para la instalación en BT, tanto de la parte de continua como de la parte de alterna, se utilizarán bandejas rejilla (comúnmente denominada rejiband) galvanizada en caliente y perforada tal y como se muestra en la Figura 29. Dicha bandeja escogida para todos los tramos de la instalación será del fabricante Pemsa o una solución similar de otro fabricante.

Dicha bandeja portacables está compuesta por varillas electrosoldadas en malla que proporcionan gran resistencia y elasticidad y cuentan de un borde de seguridad por lo que se evitarán daños en el cableado o al instalador. Fabricada según la normativa internacional IEC 61573 y con este tipo de bandejas se ofrece una ventilación y gran resistencia al sistema de canalización.

Para el tramo compuesto por los conductores de CC que van desde la salida de los módulos hasta el inversor se utilizará el tipo Rejiband 150 cuyas medidas son 3000x400x150mm, por lo tanto, se colocarán unas tras otras unidas cada tres metros. Además, dicha canalización irá cubierta por una tapa ciega de acero inoxidable para mantener protegidos y resguardar los conductores dispuestos sobre ellas, dicha tapa será del mismo fabricante.



Figura 29: Canalización para corriente continua.

Fuente: Pemsa Cable Management Solutions

Para el tramo de corriente alterna, compuesto desde las salidas de los inversores hasta el CGP y desde dicho cuadro hasta el CGD de la fábrica, también se hará uso de este mismo tipo de canalización (tipo F), en cuyo caso el modelo utilizado será el Rejiban 100, que tendrá las siguientes dimensiones 3000x200x100mm. Dicha canalización también contará con su tapa necesaria.



Figura 30: Rejiban cableado CA.

Fuente: Pensa Cable Management Solutions

### 2.3.7. Puesta a tierra

Según la ITC-BT-18 del REBT, la puesta a tierra se realiza con objeto de limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar en algún momento dado las masas metálicas, de asegurar la actuación de protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. Además, mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, se permita el paso de las corrientes de defecto o de las descargas de origen atmosférico a tierra.

Dicha puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se deberá realizar de tal manera que no afecte a la instalación de puesta a tierra de la empresa distribuidora. Por tanto, en la instalación fotovoltaica se deberá instalar:

- Instalación de puesta a tierra de herrajes a lo largo de toda la instalación fotovoltaica, conectando las masas metálicas de la instalación, como la estructura, los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos o la carcasa del inversor. Además, se deberán incluir electrodos de puesta a tierra, con un mínimo de 0.5 metros de profundidad en el terreno, para asegurar que la puesta a tierra de la instalación sea menor de  $20 \Omega$  según ordena la ITC-BT-18, así como que la sección del conductor de protección puede ser la mitad que la sección del conductor de fase, siempre que esta sea mayor de  $35 \text{ mm}^2$ .
- Estas conexiones se realizarán de manera fiable y segura, mediante soldadura aluminotérmica o autógena.
- A la toma de tierra establecida se conectará toda masa metálica importante, existente en la zona de la instalación, y las masas metálicas accesibles de los aparatos receptores, cuando su clase de aislamiento o condiciones de instalación así lo exijan.
- No podrán utilizarse como conductores de tierra las tuberías de agua, gas, calefacción, desagües, conductos de evacuación de humos o basuras, ni las cubiertas metálicas de los cables, tanto de la instalación eléctrica como de teléfonos o de cualquier otro servicio similar, ni las partes conductoras de los sistemas de conducción de los cables, tubos, canales y bandejas. Las conexiones en los conductores de tierra serán realizadas mediante dispositivos, con tornillos de apriete u otros similares, que garanticen una continua y perfecta conexión entre aquéllos.
- La red de puesta a tierra se dimensionará de manera que su resistencia de puesta a tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea nunca superior al valor especificado para ello. Este valor será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a: 24 V en local o emplazamiento conductor y 50V en los demás casos.
- Los conductores de protección se instalarán acompañando a los conductores activos en todos los circuitos del local hasta los puntos de utilización.

En definitiva, se utilizarán como toma de tierra para asegurar el funcionamiento del interruptor diferencial en el lado de corriente alterna, un anillo enterrado que contará con un conductor de cobre desnudo de 25mm<sup>2</sup> y de 30 metros de longitud y picas de acero bañado en cobre de 2 metros de longitud y 14 milímetros de diámetro. La profundidad a la que deben de ir enterradas dichas picas nunca debe ser menor de 0.5 metros para que así situaciones como una posible pérdida de humedad del suelo, la presencia de hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. Cabe destacar que habrá una caja de registro para comprobar el valor de la resistencia de puesta a tierra y cuyo uso es fundamental en este tipo de instalaciones.

## 2.4. Trámites administrativos

En este apartado se comentarán los diferentes trámites a realizar para la ejecución de una instalación de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación como es el caso de la instalación de este proyecto. Para ello se visualizará la “Guía profesional de tramitación de autoconsumo”, facilitada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

En los siguientes subapartados se explicarán los trámites necesarios antes y después de la instalación a nivel estatal, autonómico, local y con la distribuidora y/o comercializadora.

### 2.4.1. Trámites antes de la instalación

En primer lugar, antes de comenzar con los procesos correspondientes, se debe asegurar que la instalación de generación cumple con las condiciones exigidas para acogerse a la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación explicada en el apartado 1.4.2 de la introducción de este proyecto. En concreto al contarse de una instalación con potencia superior a los 100 kW, la instalación tendría que acogerse a dicha modalidad de autoconsumo.

También se deberá consultar que el emplazamiento elegido no tenga ninguna restricción ya sea medioambiental, urbanística o por infraestructuras que impida la ubicación de la instalación [16].

A continuación, se comentarán los trámites necesarios a la hora de solicitar dicha modalidad de autoconsumo a los diferentes organismos.

- **Distribuidora y/o comercializadora:** al tratarse de una instalación de más de 100 kW, se deberá solicitar un permiso de acceso y conexión a la red de distribución, así como un aval o garantía económica de 40 € por kilovatio instalado, según lo establecido en el artículo 23 del RD 1183/2020. También se deberá solicitar por parte del instalador el CAU (Código de autoconsumo), el cual está formado por el número CUPS de la empresa seguido de la letra A y tres números [17].
- **Organismo autonómico:** se deberá solicitar a la administración autonómica una Autorización ambiental y de utilidad pública, así como una autorización administrativa previa y de construcción. En concreto, en Andalucía los órganos competentes para autorizar son las delegaciones del gobierno de la junta en las provincias correspondientes (en este caso Cádiz) y las dependencias encargadas para su tramitación los Servicios de Industria, Energía y Minas. En la página Web de la junta de Andalucía se encuentra la información para la tramitación administrativa.
- **Organismo local:** se deberá solicitar una licencia de obras al Ayuntamiento de Jerez de la frontera. Además, para simplificar los trámites de concesión de los permisos por parte del ayuntamiento se recomienda revisar las exigencias y/o limitaciones recogidas en la normativa urbanística municipal, así como solicitar una Licencia de actividad al tratarse de una modalidad de autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación. Con respecto a las bonificaciones fiscales, según la Ley Reguladora de las Haciendas Locales (LRHL), que permite las bonificaciones por instalación de energías renovables en determinados impuestos. En concreto en cuanto al Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) se podrá regular una bonificación de hasta el 95% en construcciones que incorporen sistemas eléctricos de la energía solar. Con respecto al Impuesto de Bienes Inmuebles, se podrá regular una bonificación de hasta el 50% en dicho impuesto. Y, por último, también se podrán atribuir bonificaciones al Impuesto de Actividades Económicas (IAE). El aprovechamiento de estas medidas fiscales por parte de los ayuntamientos fomentará la instalación de autoconsumo, lo cual conlleva a una

ayuda en la lucha contra el cambio climático, y la reducción de emisiones [17].

## 2.4.2. Tramites después de la instalación

Una vez realizada la instalación se deberán presentar los siguientes trámites a los diferentes organismos competentes.

- **Distribuidora y/o comercializadora:** será necesario una verificación por parte de dicha empresa de la modalidad de autoconsumo elegida, así como una aceptación del contrato de suministro y contrato de servicios auxiliares. Además, es obligatorio al tratarse de la modalidad de autoconsumo con excedentes no acogida a compensación un contrato con la comercializadora de venta de energía al mercado sujeta al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) de un 7%.
- **Organismo Estatal:** se deberá presentar a esta administración una Inscripción en el Registro Administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, así como la inscripción en RAIPEE que es el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Ambas solicitudes serán realizadas por el Ministerio a partir de la información recogida por las comunidades autónomas durante el proceso establecido en el REBT. El registro es telemático, de acceso gratuito y declarativo.
- **Organismo autonómico:** al tratarse de una instalación de más de 100 kW, se deberá realizar el trámite de inscripción en el registro autonómico de autoconsumo según los procedimientos de la comunidad de Andalucía. Además, se tendrá que realizar una inspección técnica inicial, así como inspecciones periódicas cada 5 años desde la creación de dicha instalación.

También se tendrá que tramitar un Certificado de Instalación y/ o fin de obra, que se complemente con el proyecto técnico firmado por la autoridad competente y que se fundamentará en la ITC-BT-04.

- **Organismo local:** al tratarse de una modalidad de autoconsumo no acogida a excedentes, se deberá formalizar un acuerdo de representación en el mercado eléctrico o Licencia de actividad con el ayuntamiento de Jerez de la frontera.

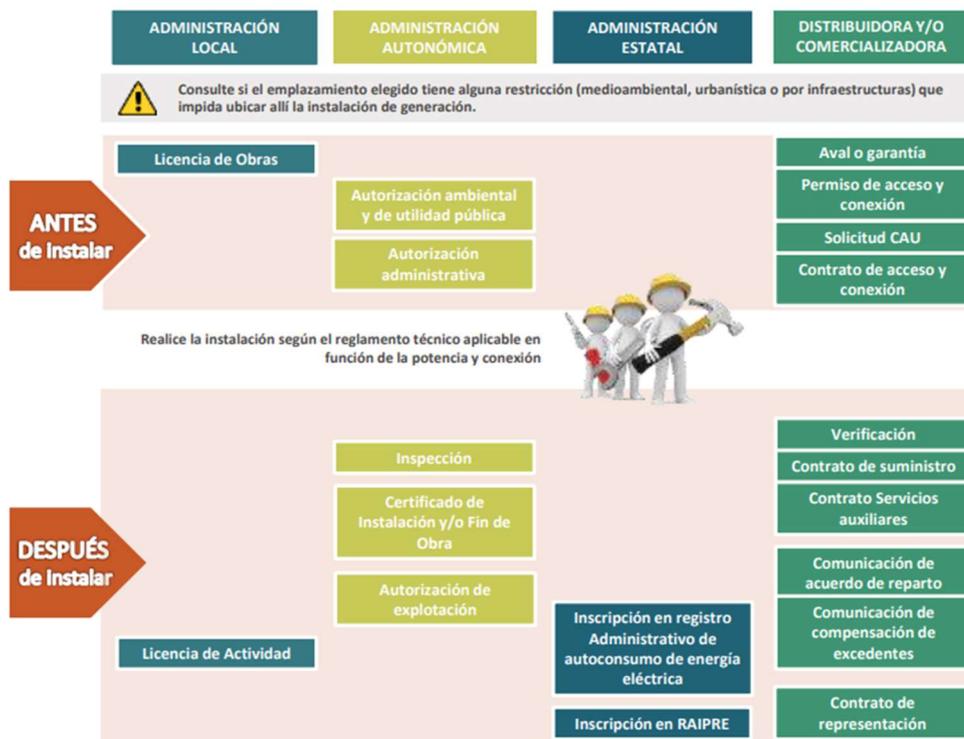


Figura 31: Resumen de los trámites necesarios según las distintas administraciones.

Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (IDAE)

# 3 MEMORIA DE CÁLCULOS

A continuación, se procederá a la descripción de la memoria de cálculos de dicho proyecto con el objetivo de justificar todo lo comentado en la memoria descriptiva y verificar la viabilidad de la instalación para las cubiertas seleccionadas, así como para el consumo previo que tiene la fábrica antes de la instalación de la fotovoltaica.

En esta memoria se recogerán todos los cálculos necesarios para saber cuántos módulos se han de conectar en serie, cuántos en paralelo, su conexión con el inversor trifásico utilizado, así como su distribución en la cubierta de la nave. Además, se realizarán todos los cálculos necesarios para el cableado tanto de corriente continua como de corriente alterna, y las protecciones necesarias para su seguridad y correcto funcionamiento.

Se añadirá un apartado con la generación producida por dicha instalación haciendo uso del software PVSyst en el que se dimensionará la instalación tal y como se ha comentado en la memoria descriptiva, y más adelante se utilizarán dichos resultados para realizar el análisis económico correspondiente al capítulo 4 de este proyecto.

## 3.1. Antecedentes energéticos de la nave

En este apartado se comentará la tarifa eléctrica que tiene contratada la empresa, así como los consumos de la nave obtenidos de las facturas aportadas por la empresa.

La tarifa contratada por la empresa es la tarifa 6.1.A, caracterizada por ser la tarifa utilizada en el caso de las industrias con una potencia contratada igual o superior a 450 kW. Dicha tarifa pertenece a la escala de alta tensión y consta de seis periodos de facturación tanto para potencia como para consumo. En el caso de esta nave industrial, en los diferentes meses se tiene una potencia máxima demandada en torno a los 512 kW y 564 kW.

A continuación, en la Tabla 4 se presenta una tabla con los diferentes consumos mensuales de la empresa obtenidos de las facturas eléctricas cedidas por esta. La empresa trabaja durante las 24 horas siendo su consumo más o menos constante en todas las horas del día. De las facturas eléctricas proporcionadas por la empresa se obtienen los consumos medios mensuales recogidos en la Tabla 4.

Mes	Consumo medio (kWh)
Enero	146.647
Febrero	148.250
Marzo	224.997
Abril	189.452
Mayo	201.459
Junio	189.255
Julio	184.288
Agosto	197.550
Septiembre	164.746
Octubre	178.554
Noviembre	158.774
Diciembre	143.025

Tabla 4: Consumos medios mensuales de la nave

Por tanto, se obtiene un consumo medio mensual de **177.249 kWh**.

Como ya se comentó, la industria tiene un consumo prácticamente similar a todas las horas del día, por lo que la instalación fotovoltaica del presente proyecto ayudará a cubrir la demanda de energía en las horas de sol, mientras que por la noche se tendrá que seguir consumiendo de la red eléctrica, compensándose su precio con una posible venta de energía excedentaria de la instalación fotovoltaica en el mercado eléctrico.

También se puede observar que los meses de mayor consumo son los meses de marzo y mayo, siendo un poco superior a los del resto de los meses, en los cuales la diferencia de consumos no es significativa. Es por ello por lo que se verifica que la fábrica tiene un consumo muy parecido en todos los meses del año, funcionando esta misma sin ninguna pausa a lo largo del día.

Más adelante, en el apartado dedicado a la generación de energía por el sistema fotovoltaico, se verá más detalladamente y con ayuda del software PVSyst los porcentajes de energía cubierta por dicho sistema, así como el porcentaje de energía autoconsumida y los excedentes.

### 3.2. Orientación e inclinación de los paneles

En una instalación fotovoltaica, la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos es uno de los aspectos más importantes a la hora de realizar el diseño de la instalación, debido a que la elección de una correcta orientación maximizará el rendimiento de la instalación y por tanto la generación de energía eléctrica. La orientación que recibe mayor irradiación es la sur y según el código técnico de la edificación (CTE), para este tipo de instalaciones la orientación óptima es la latitud del lugar menos  $10^\circ$ .

En el caso de este proyecto, la nave se encuentra orientada hacia el sur, pero cuenta con cubiertas de tipo a dos aguas, por lo que se tendrá una superficie disponible para la ubicación de los módulos con orientaciones este y oeste. Además, la propia nave cuenta con una inclinación de la cubierta de  $15^\circ$ , la cual se aprovechará para colocar los módulos fotovoltaicos de manera coplanar, facilitando así la instalación de esta y también posibles daños futuros en la instalación debido a fuertes vientos u otras condiciones climáticas adversas.

En la Figura 32 se observa una imagen vía satélite de la cubierta de la nave industrial, correspondiente a la cubierta donde se instalarán los 864 módulos fotovoltaicos de dicha instalación.



Figura 32: Orientación sur de la nave.

Fuente: Google Earth

En resumen, se utilizarán las dos cubiertas a dos aguas de tipo sándwich para la instalación de los paneles fotovoltaicos aprovechando su inclinación y orientación ya existentes. En concreto, la cubierta a dos aguas de la derecha y la cubierta a dos aguas central, las cuales se observan en la Figura 32. Más adelante se verá en un

apartado dedicado a la distribución como quedaría finalmente la implantación de los módulos en dichas cubiertas.

Además, una vez se ha definido la inclinación y la orientación que tendrán los módulos fotovoltaicos, se podrán determinar las pérdidas por orientación e inclinación esperadas para el sistema fotovoltaico. Para ello se hará uso del CTE, documento básico, sección HE5, en el que se establece el procedimiento para calcular dichas pérdidas.

Sabiendo que el ángulo de inclinación de los módulos ( $\beta$ ) será de  $15^\circ$  y el ángulo acimut ( $\alpha$ ) será de  $90^\circ$  para los módulos orientados al oeste y  $-90^\circ$  para los que estén orientados al este, se hace uso de la Figura 33 para calcular las pérdidas de energía estimadas en la instalación debido a la orientación e inclinación del sistema fotovoltaico.

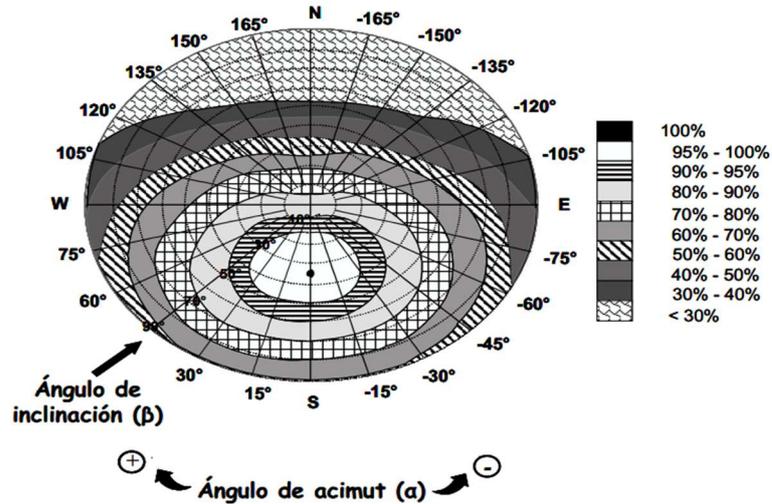


Figura 33: Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Fuente: CTE-HE5

Finalmente, con los ángulos de inclinación y azimut definidos se obtienen unas pérdidas de energía estimadas en torno al 10-20%.

### 3.3. Cálculos de la instalación fotovoltaica

En los siguientes subapartados se detallan los principales cálculos para el dimensionado del sistema fotovoltaico de este proyecto. Para ello se hará uso de las fichas técnicas de los módulos, así como de los inversores y se realizarán las correspondientes comprobaciones para saber cuántos módulos se podrán colocar en serie y en paralelo para que se cumplan todas las restricciones y así no se produzcan fallos en la instalación. Además, también se desarrollará un apartado dedicado a la producción eléctrica de dicha instalación según las condiciones de inclinación, orientación y configuración final de los módulos que se describirán a continuación.

También, se realizará el cálculo del cableado conforme a dos criterios, el de intensidad máxima admisible (criterio térmico) y el de caída de tensión establecidos según el REBT y la norma UNE-HD 60364-5-52:2014. Para finalizar dicho apartado se describirán las protecciones necesarias para el sistema fotovoltaico y la puesta a tierra de este.

#### 3.3.1. Número de paneles en serie

En este apartado se determinarán el número máximo y mínimo de módulos fotovoltaicos conectados en serie por string para las diferentes condiciones de verano e invierno. Para ello se hará uso de diferentes ecuaciones que se presentan a continuación, así como todos los datos necesarios de las fichas técnicas de los módulos e inversores.

En primer lugar, se calculará el **número máximo** de módulos conectados en serie, que vendrá definido por el cociente entre la tensión máxima de entrada al inversor y la tensión en circuito abierto del módulo fotovoltaico

a temperatura mínima de operación.

$$N_{\max} = \frac{U_{\max \text{ inverter}}}{U_{ca}(T_{\min})} \quad (1)$$

Siendo en esta ecuación:

- $N_{\max}$ : el número máximo de paneles conectados en serie por string.
- $U_{\max \text{ inverter}}$ : tensión de entrada máxima del inverter (V).
- $U_{ca}(T_{\min})$ : tensión en circuito abierto del módulo para la temperatura mínima de operación.

Para calcular la tensión en circuito abierto del módulo a la temperatura mínima de operación se utiliza la siguiente ecuación:

$$U_{ca}(T_{\min}) = U_{ca}(25^{\circ}\text{C}) + [(T_{p\min} - 25) * \beta] \quad (2)$$

Siendo:

- $U_{ca}(25^{\circ}\text{C})$ : tensión en circuito abierto a STC (condiciones estándar de operación),  $25^{\circ}\text{C}$ .
- $T_{p\min}$ : temperatura mínima del módulo fotovoltaico en condiciones de operación. Invierno ( $-10^{\circ}\text{C}$ ).
- $\beta$ : coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura ( $\text{V}/^{\circ}\text{C}$ ).

Para calcular esta temperatura de operación del módulo en condiciones mínimas se hace uso de la siguiente expresión:

$$T_p = T_a + \left[ \frac{TONC - 20^{\circ}\text{C}}{800\text{W}/\text{m}^2} \right] * I \quad (3)$$

En donde:

- TONC: temperatura de operación nominal de la célula ( $45^{\circ}\text{C}$ ).
- $T_a$ : temperatura ambiente.
- I: irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).

En el caso de la  $T_{p\min}$  se calculará para una irradiancia de invierno de  $100 \text{ W}/\text{m}^2$  y una temperatura ambiental de  $-10^{\circ}\text{C}$ . Así se calculará el número máximo de módulos conectados en serie.

Con respecto al **número mínimo** de módulos conectados en serie, se calculará según el cociente entre la tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia del inverter entre la tensión de máxima potencia del módulo a temperatura máxima de operación. Dicho cálculo se observa en la ecuación (4).

$$N_{\min} = \frac{U_{mp \min(\text{inv})}}{U_{pmp}(T_{\max})} \quad (4)$$

Siendo en la ecuación anterior:

- $N_{\min}$ : número mínimo de módulos conectados en serie.
- $U_{mp \min(\text{inv})}$ : tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia del inverter.
- $U_{pmp}(T_{\max})$ : tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico a temperatura máxima de operación.

La tensión en el punto de máxima potencia del módulo a la temperatura máxima se calcula con la siguiente ecuación:

$$U_{pmp}(T_{\max}) = U_{pmp}(25^{\circ}\text{C}) - [(T_{p\max} - 25) * \beta] \quad (5)$$

Siendo:

- $U_{pmp}(25^\circ)$ : tensión de máxima potencia del módulo a STC, 25°C.
- $T_{pmax}$ : temperatura máxima de operación del módulo fotovoltaico.
- $\beta$ : coeficiente de variación de tensión en función de la temperatura (V/°C).

Para el cálculo de la temperatura máxima de operación del módulo fotovoltaico, se hace uso de la ecuación (3), considerando la temperatura ambiente en verano de 50 °C y la irradiancia en verano de 1000 W/m<sup>2</sup>.

A continuación, se observa la Tabla 5 con los resultados obtenidos tras la realización de los cálculos correspondientes. La mayoría de los datos que se visualizan en esta tabla se han obtenido de las fichas técnicas.

Numero de módulos en serie			
Número máximo		Número mínimo	
Tamb (invierno)	-10 °C	Tamb (verano)	50 °C
Irradiancia (invierno)	100 W/m <sup>2</sup>	Irradiancia (verano)	1000 W/m <sup>2</sup>
TONC	45 °C	TONC	45 °C
Tp (min)	-6,87 °C	Tp (max)	81,25 °C
Uca(25°C)	49,85 V	Upmp (25°C)	41,82 V
Uca (Tmin)	49,936 V	Upmp (Tmax)	41,973 V
Umax inversor	1500 V	Ump min (inv)	500 V
$\beta$	0,00272 V/°C	$\beta$	0,00272 V/°C
<b>Número Máximo</b>	<b>30,03 paneles</b>	<b>Número mínimo</b>	<b>11,91 paneles</b>

Tabla 5: Parámetros para el cálculo del número de módulos en serie.

En resumen, al realizar los cálculos se obtiene la posibilidad de implantar un número máximo de 30 paneles y un número mínimo de 11 paneles en serie.

### 3.3.2. Número de paneles en paralelo

En este subapartado se realizará el cálculo del número de módulos conectados en paralelo, es decir el número de strings o cadenas que soportaría el inversor elegido para dicha instalación. Para ello se calculará el cociente entre la intensidad máxima de entrada soportada por el inversor y la intensidad nominal de los módulos. Dicha intensidad nominal de los módulos corresponderá con la intensidad de cortocircuito de un solo módulo. Y la intensidad máxima soportada por el inversor, si este tuviera varios MPPT, corresponderá con el total de las intensidades máximas por cada MPPT.

A continuación, se observa la ecuación (6) que se utiliza para saber el número de paneles máximos conectados en paralelo a cada inversor.

$$Nstring = \frac{I_{max(INV)}}{I_{max(MÓDULO)}} \quad (6)$$

Donde en la ecuación anterior:

- $I_{max(inv)}$ : intensidad máxima a la entrada del inversor (A).
- $I_{max(módulo)}$ : intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

De las fichas técnicas obtenidas de los fabricantes del inversor y de los módulos fotovoltaicos se obtienen los valores de la Tabla 6.

Número de cadenas en paralelo	
Imax (inv) por MPPT	26 A
Número de MPPT	9
Imax (inv)	234 A
Imax (módulo)	11,41 A
<b>Numero de cadenas</b>	<b>20,508</b>

Tabla 6: Número de cadenas en paralelo.

Por tanto, se podrían conectar un total de 20 cadenas conectadas en paralelo por cada inversor. El inversor elegido cuenta con 9 seguidores de máxima potencia y 18 entradas, por lo que se podrán emplear todas las entradas del inversor sin ningún problema.

### 3.3.3. Configuración final del sistema fotovoltaico

Para la selección de la configuración final del sistema fotovoltaico de este proyecto, se hará uso del software PVSyst. El resultado obtenido al utilizar dicho programa es de un total de 24 módulos en serie, lo cual está entre los 11 y los 30 módulos tal y como se calculó en los apartados anteriores, y un total de 18 strings o cadenas por cada inversor, lo cual también cumple con el valor máximo calculado previamente, es decir 36 cadenas totales en la instalación.

En la instalación se utilizarán dos inversores de 185 kW, los cuales constan cada uno de 9 entradas dobles de seguimiento de máxima potencia, es decir 18 entradas, en las que se colocaran 24 paneles en serie por cada entrada. Esto hará un total de 432 módulos fotovoltaicos por cada inversor, por tanto 864 módulos finales de la instalación. De tal manera, en cada inversor se completarán los 18 strings posibles con 24 módulos en serie. Por lo que como se comprobó anteriormente, estos podrán funcionar sin riesgos y de manera eficaz.

En definitiva, se utilizarán un total de **864 módulos fotovoltaicos** de 455 Wp cada uno, lo que hará una potencia pico total de 393,120 kWp de la instalación. Dichos 864 módulos se dividirán equitativamente en dos inversores, rellenando las 18 entradas posibles de cada uno. A uno de los inversores se le conectarán todos los módulos orientados al este y al otro inversor se colocarán todos los módulos orientados al oeste. Aun sabiendo que los inversores escogidos permiten conectar strings con diferentes orientaciones, por simplicidad a la hora de conectarlos se ha decidido que cada inversor lleve conectado todos los módulos con la misma orientación.

En la Tabla 7 se observa un resumen de como quedaría la configuración final del sistema tanto los módulos como los inversores.

Módulos		Inversores	
Número total	864	Número total	2
Potencia pico unitaria	455 Wp	Potencia nominal de cada inversor	185 kW
Potencia pico total	393,120 kWp	Potencia nominal total	370 kW
Área módulos	1876 m <sup>2</sup>	Orientaciones	Este y Oeste

Tabla 7: Resumen configuración final.

### 3.3.4. Generación del sistema fotovoltaico

En primer lugar, antes de comentar los resultados de generación obtenidos al simular la instalación con el software mencionado, se comentarán los pasos más importantes que se han realizado para su dimensionamiento. A la hora de dimensionar el sistema se han tenido en cuenta los resultados obtenidos en los apartados anteriores donde se comentaban el número máximo y mínimo de paneles que se podían conectar a cada inversor, así como el número de cadenas que se podían tener. Con estos resultados se ha dimensionado la instalación para maximizar la producción, es decir, se ha dimensionado de manera que no se dejará ninguna entrada ni ningún seguidor de máxima potencia sin conectar en cada uno de los inversores utilizados, uno para cada orientación. Además, siempre se ha tenido en cuenta la superficie disponible para la instalación de los módulos, intentando aprovechar al máximo el número de módulos colocados por cubierta.

Para el dimensionamiento de esta instalación, en primer lugar, se deberá definir el tipo de instalación que se va a realizar y en segundo lugar la ubicación exacta donde se encontrará la instalación. Una vez definidos estos parámetros se comenzará con el dimensionamiento del sistema. Se sabe que habrá dos inversores, uno para cada orientación de las cubiertas por lo que en el caso de esta instalación se deberán realizar dos subconjuntos fotovoltaicos. Cada subconjunto, estará formado por 432 módulos (18 strings de 24 módulos en serie) y un inversor trifásico. En total 864 módulos divididos equitativamente en dos inversores que ocuparán un área total de 1876 m<sup>2</sup>.

En la Figura 34 se observan los principales parámetros que se han tenido que ajustar para el dimensionamiento de la instalación. En esta se ve el módulo fotovoltaico elegido, así como el inversor. Una vez elegidos estos elementos principales de la instalación, se va variando el número de módulos en serie y el número de cadenas hasta obtener una configuración válida para dicho sistema. Para ello se intenta siempre que el inversor tenga todas sus entradas y seguidores de máxima potencia cubiertos, quedando finalmente la configuración como se comentó anteriormente.

The screenshot displays the PVsyst software interface for configuring a photovoltaic sub-system. The main window is titled 'Subconjunto' and contains several sections:

- Nombre y orientación del subconjunto:** Name 'este', Order 1, Orientation 'Orientación #1', Tilt '15°', Azimuth '-90°'.
- Ayuda de pre-dimensionamiento:** Pre-dimensioning options, including 'Ingreso potencia planeada' (196.6 kWp) and 'área disponible (módulos)' (938 m<sup>2</sup>).
- Selección del módulo FV:** Module selection showing 'JA Solar' with 455 Wp, 39V, Si-mono, JAM78-S10-455-MR. 'Módulos necesarios aprox.' is 432.
- Selección del inversor:** Inverter selection showing 'Huawei Technologies' with 175 kW, 550-1500 V TL, 50/60 Hz, SUN2000-189KTL-H1. 'Potencia del inversor utilizada' is 175 kWca.
- Diseño del conjunto:** Design of the sub-system, including 'Núm. de módulos y cadenas' (24 modules in series, 18 strings) and 'Condiciones de operación' (V<sub>mpp</sub> 948 V, V<sub>mpp</sub> 1105 V, V<sub>oc</sub> 1426 V, Irradia. plano 1000 W/m<sup>2</sup>, Potencia nom. conjunto (STC) 197 kWp).
- Lista de subconjuntos:** A table listing sub-systems:
 

Nombre	#Mód #Inv.	#Cadena #MPPT
este		
- JA Solar - JAM78-S10-455-MR	24	18
- Huawei Technologies - SUN2000...	1	9
oeste		
- JA Solar - JAM78-S10-455-MR	24	18
- Huawei Technologies - SUN2000...	1	9
- Resumen sistema global:** Global system summary:
 

Resumen sistema global	
Núm. de módulos	864
Área del módulo	1876 m <sup>2</sup>
Núm. de inversores	2
Potencia FV nominal	393 kWp
Potencia FV máxima	359 kWCC
Potencia de CA nominal	350 kWCA
Proporción Pnom	1.123

Figura 34: Dimensionado de módulos e inversor.

Fuente: PVsyst

Además de definir el número de módulos y de inversores, así como que modelo utilizar de cada uno, en el apartado del programa destinado al autoconsumo se añaden los valores del consumo medio mensual vistos en el apartado de antecedentes energéticos, lo cual hará una aproximación más exacta de la energía autoconsumida por el usuario según la generada por el sistema y la energía que se necesitará de la red. Estos valores mensuales se podrán observar en la Figura 35 que se adjunta a continuación.

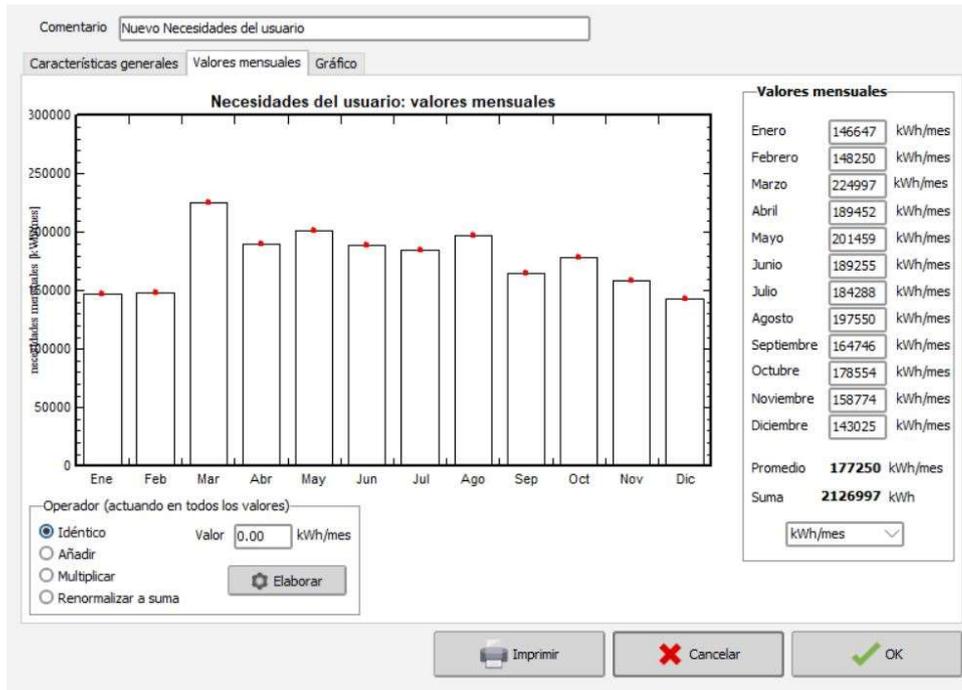


Figura 35: Consumos medios mensuales.

Fuente PVSyst

Para finalizar con este subapartado se simulará dicha instalación comentada anteriormente con el software PVSyst, y se obtendrán resultados de la cantidad de energía que generará el sistema fotovoltaico descrito en este documento. Además, se realizará una comparación entre los consumos que se tienen de la industria y la posible generación por parte de la instalación fotovoltaica. De esta manera, con los resultados obtenidos al simular se podrá saber qué porcentaje de la energía consumida por la industria se podrá cubrir con esta instalación, así como el de energía auto consumida y los posibles excedentes en caso de que los hubiera.

En la siguiente Tabla 10 se observan los resultados de la producción de energía generada por el sistema tras realizar la simulación.

Producción de energía generada por el sistema fotovoltaico	
Producción del sistema	606,3 MWh/año
Producción específica	1542 kWh/kWp/año
Producción normalizada	4,23 kWh/kWp/día

Tabla 8: Producción de energía del sistema fotovoltaico.

En la Figura 36 se adjunta un gráfico de la producción normalizada del sistema fotovoltaico, así como las pérdidas de este mes a mes. En esta se ve como la producción de energía eléctrica más significativa se da en los meses de abril a septiembre, coincidiendo con los meses en los que hay una mayor irradiancia y temperaturas más elevadas. Es por ello por lo que las pérdidas del conjunto fotovoltaico sean más significativas en estos meses, por lo que se podría decir que dichas pérdidas son en gran parte ocasionadas por unas temperaturas más elevadas en los meses de mayor irradiación solar.

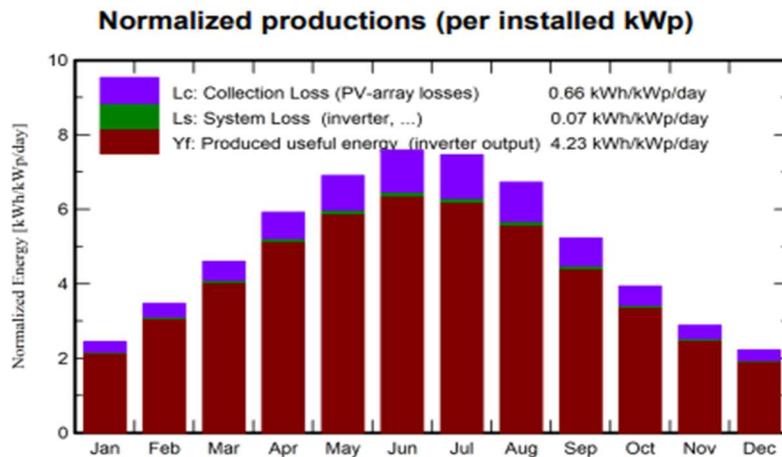


Figura 36: Energía normalizada mes a mes del sistema fotovoltaico

Además, de esta simulación se obtendrán los valores de Performance Ratio (PR) que corresponderán al rendimiento global que tendrá el sistema mensualmente, dicho valor se observa en la Figura 37.

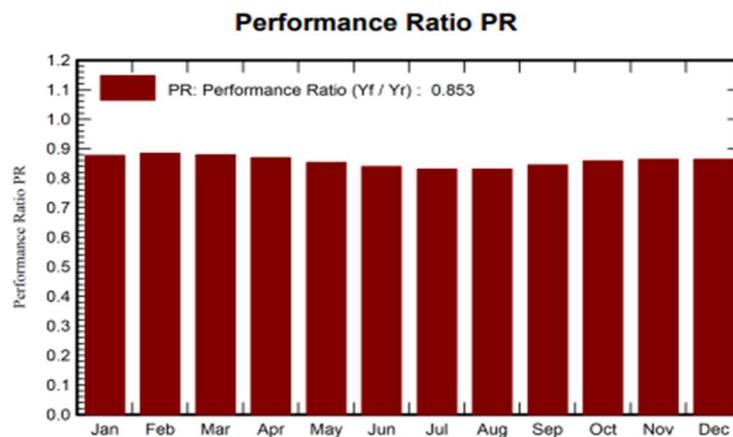


Figura 37: Valores mensuales del Performance Ratio (PR).

Fuente: PVSyst

Cabe destacar que para maximizar el rendimiento de la instalación se deberán evitar las posibles sombras que se puedan generar en el sistema fotovoltaico. En el caso de la nave en cuestión, no se encuentra ningún objeto que produzca sombreado en la instalación. Como prueba de ello se adjuntará el diagrama iso-sombreado en donde se podrá observar la posición que tomaría el sol en diferentes días del año, así como el ángulo azimut según el perfil de horizonte de la ubicación de la nave industrial. Este diagrama corresponde con la Figura 38 que se adjunta a continuación.

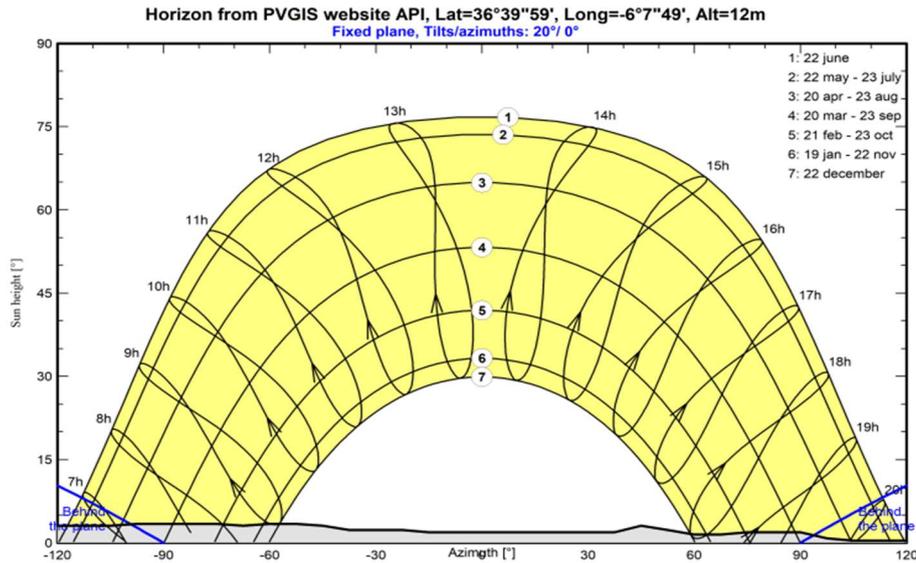


Figura 38: Diagrama de horizonte de la instalación.

Fuente: PVSyst

Para visualizar todas las pérdidas que se producen en la instalación se adjunta la Figura 39 obtenida del informe que nos da la simulación. Antes de ello, se comentarán las pérdidas más significativas que pueden darse en una instalación de este tipo, las cuales afectarán a la producción de energía eléctrica. Estas se clasificarán de la siguiente manera:

- Pérdidas por irradiación: pueden ser producidas por sombreados cercanos a los módulos, reflexión o por suciedad. Son aquellas que se produce debido la irradiación incidente sobre el módulo fotovoltaico.
- Pérdidas del inversor: se pueden producir por la conversión de corriente continua a corriente alterna. Se producen en el inversor debido a posibles excesos de potencia o voltaje, sobrecalentamiento, etc.
- Pérdidas en la conversión: se producen durante el proceso de conversión de energía. Pueden ser originadas debido a un mal rendimiento de los módulos, a las pérdidas por el cableado, pérdidas eléctricas, etc.

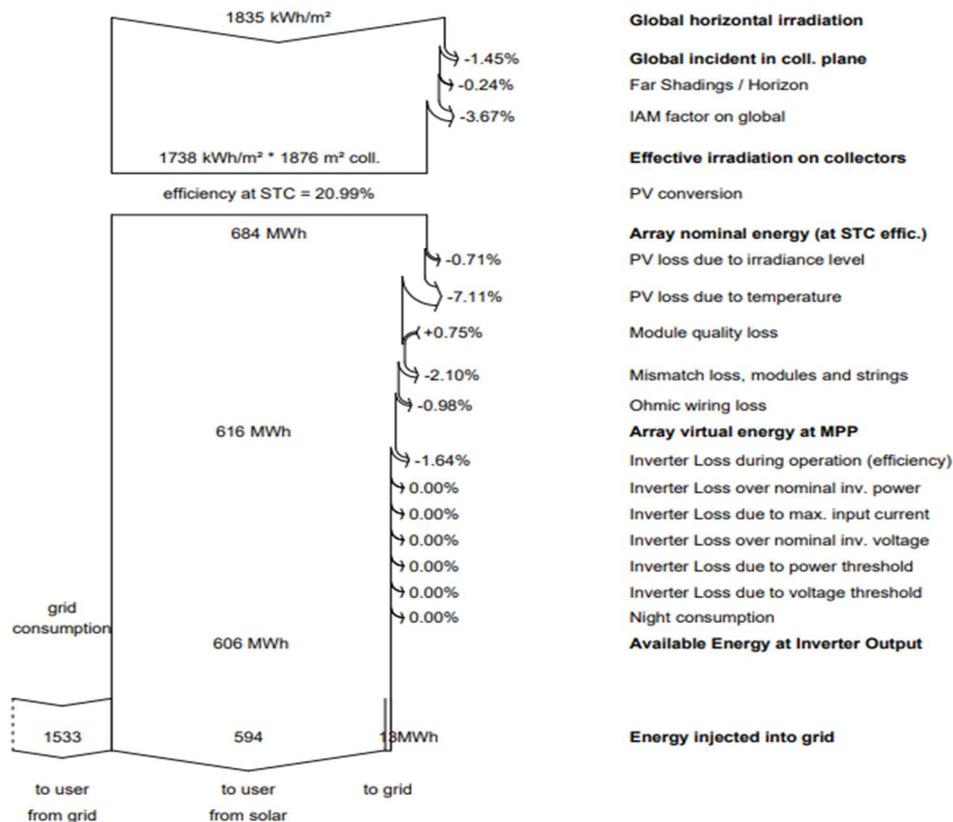


Figura 39: Pérdidas detalladas de la instalación.

Fuente: PVSyst.

Como se puede observar en el diagrama anterior, las mayores pérdidas que se producen en el sistema son debidas a las temperaturas, que corresponden a un 7,11% y las pérdidas por suciedad del sistema con un 3,67%. Además, se observan unas pérdidas en el inversor durante la operación del 1,64%, así como unas pérdidas por sombreados cercanos del 0,24%. Por último, se ven las pérdidas por desajuste de los módulos y de las cadenas de un 2,10% y unas pérdidas óhmicas del cableado del 0,98%.

Para finalizar con este apartado de generación del sistema fotovoltaico se hará una comparación de los resultados de generación obtenidos del sistema dimensionado con los de consumos de la fábrica, indicando así el porcentaje de energía que será cubierta con la instalación del sistema fotovoltaico, como el de energía auto consumida por el usuario y también el porcentaje que se destinará a una posible venta de excedentes. Antes de visualizar la tabla donde se recogerán estos datos, se ha de definir algunos conceptos para mejorar su comprensión.

- GlobHor: irradiación horizontal global (kWh/m<sup>2</sup>).
- DiffHor: irradiación difusa horizontal (kWh/m<sup>2</sup>).
- T\_Amb: temperatura ambiente (°C).
- GlobInc: irradiación global incidente en el módulo (kWh/m<sup>2</sup>).
- GlobEff: irradiación global efectiva, corrección sombreados e incidencia (kWh/m<sup>2</sup>).
- EArray: energía efectiva a la salida del conjunto fotovoltaico (MWh).
- E\_User: energía consumida por el usuario (MWh).
- E\_Solar: energía autoconsumida por el usuario (MWh).
- E\_Grid: energía inyectada a la red (MWh).
- EFrGrid: energía procedente de la red (MWh).

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	76.8	30.93	10.17	75.8	70.4	26.55	146.6	26.12	0.016	120.5
February	98.5	39.59	11.23	97.2	91.9	34.32	148.3	33.76	0.032	114.5
March	144.3	61.45	13.93	142.5	136.4	50.03	225.0	49.26	-0.003	175.7
April	180.2	67.22	15.93	177.5	171.6	61.67	189.5	59.48	1.193	130.0
May	217.4	77.41	19.67	214.0	207.7	72.98	201.5	70.19	1.577	131.3
June	231.6	70.21	22.94	227.4	221.6	76.36	189.3	72.08	2.966	117.2
July	235.4	70.37	25.28	231.4	225.2	76.83	184.3	71.34	4.165	112.9
August	210.9	67.25	25.95	208.4	202.1	69.22	197.5	67.28	0.750	130.3
September	159.4	54.04	22.86	156.9	151.2	52.94	164.7	50.10	1.952	114.6
October	123.7	48.18	19.66	122.0	116.1	41.85	178.6	41.14	0.033	137.4
November	87.3	30.54	13.84	86.5	80.5	29.87	158.8	29.40	-0.003	129.4
December	69.5	28.91	11.22	69.0	63.2	23.81	143.0	23.43	-0.003	119.6
Year	1835.1	646.10	17.76	1808.4	1738.0	616.45	2127.0	593.59	12.675	1533.4

Tabla 9: Resultados de generación mensuales del sistema.

Fuente: PVSyst

Por tanto, conociendo los valores finales mensuales de generación, según la energía generada por el sistema (EArray) y la energía demandada por el usuario (E\_User), se estima que la instalación fotovoltaica cubriría un 28.98% del consumo eléctrico de la nave si se autoconsumiese toda esa energía generada por el sistema. Utilizando la energía producida por el sistema y la energía auto consumida por el usuario (E\_Solar), se podría decir que se autoconsumiría un 96.26% de la energía generada por el sistema, quedando un 2.05% destinado a la venta de excedentes.

Cabe destacar que este porcentaje de excedentes es tan bajo debido a que los consumos de la fábrica son elevados y tal y como se comentó anteriormente, se autoconsume un gran porcentaje de la energía generada. Es por ello por lo que no se producen excedentes en todos los meses, coincidiendo los meses que no se producen con uno de los que mayor consumo mensual tiene de todo el año y los otros con meses en donde la irradiancia será menor por lo que el sistema no generará tanto como en meses de mejores condiciones climatológicas. En los meses en los que se producen excedentes se considera que algún día se tendrán condiciones de operación óptimas para que se den picos en donde la generación de energía sea mayor que el consumo en ese instante de la fábrica y se pueda vender dicha energía restante en el mercado eléctrico con su consecuente beneficio económico.

A continuación, se observa la Figura 40 donde se han comparado los consumos de la nave con la generación proveniente del sistema fotovoltaico.

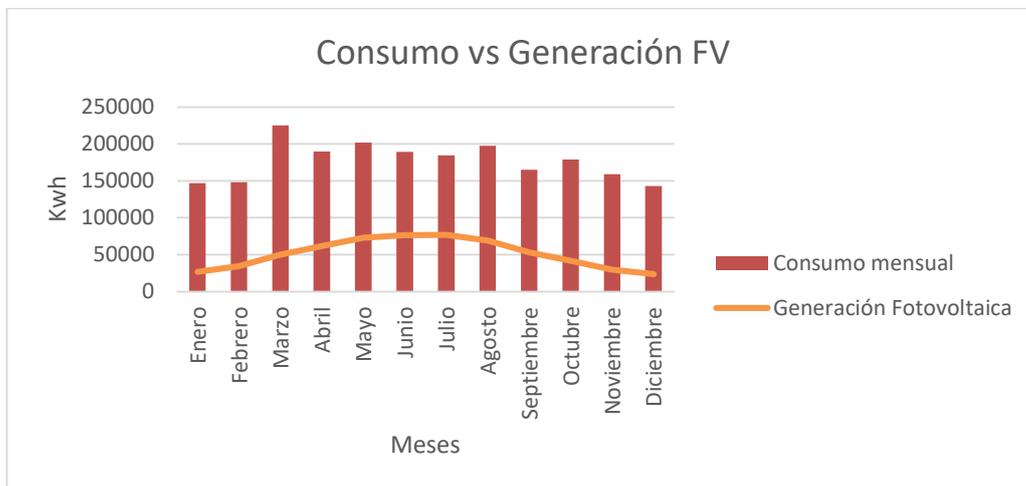


Figura 40: Consumo vs. generación fotovoltaica.

Tal y como se puede observar en la figura anterior y como se comentó anteriormente, el consumo eléctrico mensual de la nave está por encima de la generación fotovoltaica, de ahí el porcentaje del 28,98% de energía cubierta por la generación fotovoltaica. Además, también se puede observar cómo se tiene una mayor generación en los meses donde la irradiancia es mayor.

Debido a que la factura eléctrica anual es elevada y probablemente irá en aumento por la situación actual en la que se encuentra el mercado eléctrico, este porcentaje supondría un buen ahorro en la factura anual de la empresa por lo que se considera adecuado. Además, como se verá en el Capítulo 4 dedicado al estudio económico, la empresa ha decidido realizar la totalidad de la inversión, produciéndose por tanto con este porcentaje de energía cubierta una buena recuperación económica para la empresa.

Se podría decir que, al tener más espacio disponible en la cubierta de la nave, podría haberse dimensionado una instalación con un mayor número de módulos instalados y por tanto una mayor potencia. No obstante, debido a las condiciones actuales de la empresa, los directivos han decidido realizar una inversión menor ahora y ampliar la instalación en el futuro para así obtener un mayor ahorro económico y energético con esta. Además, una de las cubiertas en la que no se han instalado paneles fotovoltaicos están constituidas por otro tipo de material, por lo que se tendría que buscar una estructura diferente y más cara para esos módulos y por esto la inversión de la instalación también se vería incrementada.

En el Capítulo 4 dedicado al estudio económico se realizará un estudio preliminar de las repercusiones de esta posible ampliación de la instalación añadiendo un mayor número de módulos y otro inversor más. Dichos módulos irían ubicados en la cubierta a dos aguas colindantes a las de la nave industria de las que no se ha hecho uso. Finalmente, se comentarán los beneficios en comparación con la instalación actual en el caso de realizar dicha ampliación.

### **3.3.5. Distribución en cubierta de los módulos fotovoltaicos**

En este apartado se explicará cómo se van a distribuir los módulos fotovoltaicos en la cubierta de la nave industrial, así como el porqué de dicha distribución. Para ello se ha hecho uso del software PVSol, el cual da una idea de cómo podrán ir distribuidos dichos módulos en la cubierta. En el apartado dedicado a los Planos, se verá dicha distribución con mayor claridad.

Los módulos se colocarán en las cubiertas orientadas al este y al oeste aprovechando así la máxima irradiación incidente sobre el tejado. Se repartirán de manera uniforme en las 4 aguas de dicha cubierta tal y como se comentó en el apartado de orientación e inclinación. Además, al tener espacio suficiente para colocar los módulos en la disposición que se desee, se ha decidido colocarlos de manera que no haya ningún módulo que pertenezca a un mismo string en dos cubiertas diferentes. Por tanto, todos los módulos que pertenezcan a un mismo string estarán en la misma cubierta y con la misma orientación, evitando así tener que usar una longitud mayor de cableado. Por tanto, en una misma cubierta siempre se tendrá un número determinado de strings.

Más concretamente, en la primera cubierta a dos aguas de la derecha vista desde el sur, la cual se observa en la Figura 41, se colocarán un total de 288 módulos fotovoltaicos en cada una. Estos estarán divididos en dos filas formadas por 144 módulos cada una, de las cuales saldrán 6 strings con 24 módulos conectados en serie que irán conectados a uno de los inversores. Es decir, en cada una de estas cubiertas, una orientada hacia el este y la otra orientada al oeste, habrá un total de 12 strings que irán conectados a los inversores. Se recuerda que cada inversor tendrá conectados 18 strings con la misma orientación.

Como a cada inversor iban conectados un total de 432 módulos, los 144 restantes se colocarán en la cubierta a dos aguas central vista desde el sur, una con orientación este y otra con orientación oeste. En este caso, al igual que en las otras cubiertas se conectarán los 6 strings restantes con 24 módulos en serie cada uno que completarán todas las salidas de los inversores tal y como se comentó en la memoria descriptiva.

En la Figura 41 se ve la distribución de la primera cubierta que está orientada al este. En dicha orientación, tal y como se ha comentado, se colocarán un total de 288 módulos divididos en dos filas de 144 módulos cada una. Además, también se ve la cubierta orientada al oeste con sus 288 módulos y la otra orientada al este con 144 módulos.



Figura 41: Distribución de los módulos en cubierta.

Fuente: PVSol.

Al optar por la disposición de tipo coplanar, se evitan las posibles sombras que podría haber si se colocase una estructura inclinada. Así como la simplicidad para conectar los módulos y los strings tal y como se comentó anteriormente.

Se dejará, en el caso de que una misma cubierta tenga mas de una fila de módulos (formado por 144 módulos), una separación mínima de 1 metro entre cada fila para así poder acceder a los módulos que se deseen con mayor facilidad y así poder realizar cualquier tipo de reparación o mantenimiento en caso de ser necesario.

Además, como se comentó en la Memoria descriptiva se utilizan un total de 144 estructuras, una por cada 6 módulos de la instalación. Es decir, en cada fila formada por 144 módulos habra un total de 24 estructuras en cada fila, por lo que se puede decir que cada string de la instalación necesitaría un total de 4 estructuras. La distribución final se puede consultaren el apartado Planos.

### 3.4. Cálculo del cableado

En este apartado se presentan los cálculos llevados a cabo para el dimensionamiento del cableado de la instalación fotovoltaica, tanto en corriente continua (desde los módulos a los inversores), como en corriente alterna. Dichos cálculos del cableado eléctrico se van a realizar en base a dos criterios establecidos en el REBT: el criterio térmico o de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión.

Con el criterio térmico, por el cual se escoge un cable (según el tipo de conductor, aislamiento, modelo de instalación, etc.), se busca que la sección de este sea tal que su intensidad máxima admisible sea mayor que la que circulará por dicho cable. La finalidad es conseguir que la energía térmica generada por efecto Joule se disipe adecuadamente y no sea superior al límite térmico del cableado para que este no se dañe. Para ello se emplearán tablas proporcionadas por la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 que nos proporcionará la intensidad máxima admisible del cable en función del tipo de instalación, además de otras tablas obtenidas del REBT de las que se obtendrán los factores de corrección necesarios para realizar los cálculos para la parte de continua.

Con respecto al criterio de caída de tensión, se dimensiona la sección de un cable tal que la caída de tensión que se produzca en toda su longitud sea menor que el valor máximo admisible definido por el REBT, en concreto por la ITC-BT-40, el cual es de un 1.5% tanto en el tramo de continua como en el de alterna.

#### 3.4.1. Cableado de corriente continua (CC)

En este subapartado se dimensiona el tramo que une cada string formado por 24 módulos en serie con la entrada del inversor al que se conecta. Para ello se realizarán los cálculos conforme a los dos criterios comentados anteriormente.

### - Criterio de intensidad máxima admisible

Según establece la ITC-BT-40 en el apartado 5, los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador. Para calcular dicha intensidad máxima admisible se hace uso de la ecuación (7) que se observa a continuación.

$$I_{z0} \geq I_{z0\text{mín}} = \frac{1,25 * I_L}{f_n} \quad (7)$$

Donde:

- $I_{z0}$  = intensidad máxima admisible del cable en condiciones estándar de instalación, proporcionada por las tablas de la norma UNE-HD 60364-5-52:2014 (A).
- $I_{z0\text{mín}}$  = valor mínimo que puede tener la intensidad máxima admisible del cable ( $I_{z0}$ ).
- $I_L$  = intensidad nominal de la línea (A).
- $f_n$ : factores de corrección obtenidos de la ITC-BT-07 del REBT y de la norma UNE anteriormente mencionada.

Con respecto a la intensidad nominal de la línea necesaria para realizar el cálculo, se debe tener en cuenta la configuración de los inversores. Como cada inversor está compuesto por 18 strings compuestos por el mismo número de módulos en serie (24 módulos), dicha intensidad de la línea corresponderá con la máxima intensidad de un string, que a su vez se corresponde con la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico. Por tanto, la intensidad de línea para cada string conectado a los inversores será la misma e igual a:

$$I_L = 11,45 \text{ A}$$

A continuación, se detallan los factores de corrección que se deben aplicar en el tramo considerado.

- Factor de corrección por exposición al sol:  $f_1=0,9$ .
- Factor de corrección por temperatura ambiente (40 °C):  $f_2=1$ .
- Factor de corrección por agrupación de conductores:  $f_3=0,70$  (18 circuitos).
- Factor de corrección total:  $f_n = f_1 * f_2 * f_3 = 0,63$ .

Por lo tanto, al aplicar la ecuación (7) vista anteriormente, se obtendrá un valor mínimo de intensidad máxima admisible para el cable de:

$$I_{z0\text{mín}} = \frac{1,25 * 11,45}{0,63} = 22,72 \text{ A}$$

Una vez obtenido dicho valor mínimo que puede tener la intensidad máxima admisible del cable al aplicar la ecuación (7) y sabiendo que dichos conductores se colocarán sobre bandeja rejilla (rejiband), o lo que es lo mismo una instalación tipo F, y que utilizarán un aislamiento de polietileno reticulado XLPE con dos conductores activos, es decir, monofásico, se hará uso de la tabla C.52.1.bis correspondiente a la Guía Técnica del catálogo de Prysmian para dimensionar el cable. Cabe destacar que se trata de un catálogo en donde se recogen todas las tablas y criterios de diseño establecidos por la normativa mencionada anteriormente, pero lo hace de manera resumida y con explicaciones adicionales que facilitan su aplicación. Es por ello por lo que se usa de dicho catálogo a modo de guía de la norma. Por tanto, haciendo uso de dicha tabla mencionada anteriormente, se obtiene una sección de 1.5 mm<sup>2</sup> mediante el criterio térmico.

De tal manera, la intensidad máxima admisible del cable para la sección seleccionada en condiciones estándar de operación es de 25 A, verificando así la restricción de criterio térmico expresada con anterioridad en la Ecuación 7.

$$I_{z0\text{mín}} \leq I_{z0} = 25 \text{ A}$$

En la Tabla 10 se recogen todos los datos necesarios para verificar la elección de la sección normalizada, utilizando siempre el caso más desfavorable, es decir midiendo siempre desde el módulo fotovoltaico de cada string que se encuentre a mayor distancia del inversor al que vaya conectado, para así estar siempre del lado de la seguridad.

- **Criterio de caída de tensión**

La caída de tensión generada a lo largo de la longitud del cable puede producir pérdidas en la energía transportada, es por ello por lo que en la ITC-BT-40 se indica que la caída de tensión entre el generador y el punto de conexión con el inversor no puede ser superior al 1,5%. La caída de tensión en el cable se relaciona directamente con la sección de este mediante la ecuación (8).

$$S = \frac{2 * L * \rho * I_L}{\Delta V} \quad (8)$$

Siendo necesaria para el conocimiento de dicha ecuación la definición de los siguientes parámetros:

- S: sección del conductor (mm<sup>2</sup>).
- L: longitud de la línea (m).
- $\rho$ : resistividad del cobre (mm<sup>2</sup>Ω/m).
- $I_L$ : intensidad de la línea (A).
- $\Delta V$ : caída de tensión en la línea (V).

Al tener los módulos conectados en serie, la tensión en cada línea será igual al número de módulos conectados en serie multiplicado por la tensión de circuito abierto de un módulo. Como en este caso, siempre se tienen el mismo número de módulos conectados en serie, en concreto 24 módulos y la tensión de circuito abierto de un solo módulo fotovoltaico es de 49.85 V, la tensión total de todas las líneas que van a cada inversor serán las mismas en todos los strings, siendo su valor igual a 1196,4 V.

A partir de este valor, y aplicando el criterio del 1.5% de caída de tensión máxima impuesta por el reglamento, se obtiene una caída de tensión máxima permitida de 17,95 V. Con este valor, y aplicando la ecuación (8) descrita anteriormente, se obtienen los valores mínimos de sección necesarios para cumplir el criterio de caída de tensión en cada string de la instalación. Estos resultados se presentan en la Tabla 10. En dicha tabla se recogen también los resultados de aplicar el criterio térmico en cada string, así como la sección final seleccionada en cada caso para cumplir ambos criterios.

Cabe destacar como ya se dijo anteriormente que se realiza la elección según el caso más desfavorable, es decir el tramo que corresponde al string en el que mayor es la longitud hasta el inversor, para así estar siempre del lado de la seguridad. Los resultados obtenidos se adjuntan en la Tabla 10.

Nº Strings	Inversor	ILinea (A)	Longitud (m)	VLinea (V)	Resistividad Cobre	Caída de Tensión (V)	S (mm2) Criterio caída tensión	Fn	Iz0mín (A)	Sección criterio térmico	Sección normalizada (mm2)
1	1	11,45	110,56	1196,4	0,019	17,946	2,680	0,63	22,72	1,5	4
2	1	11,45	95,49	1196,4	0,019	17,946	2,315	0,63	22,72	1,5	4
3	1	11,45	83,49	1196,4	0,019	17,946	2,024	0,63	22,72	1,5	4
4	1	11,45	70,89	1196,4	0,019	17,946	1,718	0,63	22,72	1,5	4
5	1	11,45	58,89	1196,4	0,019	17,946	1,427	0,63	22,72	1,5	4
6	1	11,45	45,98	1196,4	0,019	17,946	1,114	0,63	22,72	1,5	4
7	1	11,45	115,57	1196,4	0,019	17,946	2,802	0,63	22,72	1,5	4
8	1	11,45	103,24	1196,4	0,019	17,946	2,503	0,63	22,72	1,5	4
9	1	11,45	90,97	1196,4	0,019	17,946	2,205	0,63	22,72	1,5	4
10	1	11,45	78,64	1196,4	0,019	17,946	1,906	0,63	22,72	1,5	4
11	1	11,45	66,37	1196,4	0,019	17,946	1,609	0,63	22,72	1,5	4
12	1	11,45	54,07	1196,4	0,019	17,946	1,310	0,63	22,72	1,5	4
13	1	11,45	76,52	1196,4	0,019	17,946	1,855	0,63	22,72	1,5	4
14	1	11,45	63,19	1196,4	0,019	17,946	1,532	0,63	22,72	1,5	4
15	1	11,45	50,59	1196,4	0,019	17,946	1,226	0,63	22,72	1,5	4
16	1	11,45	37,98	1196,4	0,019	17,946	0,920	0,63	22,72	1,5	4
17	1	11,45	25,39	1196,4	0,019	17,946	0,615	0,63	22,72	1,5	4
18	1	11,45	12,79	1196,4	0,019	17,946	0,310	0,63	22,72	1,5	4
1	2	11,45	66,07	1196,4	0,019	17,946	1,601	0,63	22,72	1,5	4
2	2	11,45	53,57	1196,4	0,019	17,946	1,298	0,63	22,72	1,5	4
3	2	11,45	40,87	1196,4	0,019	17,946	0,990	0,63	22,72	1,5	4
4	2	11,45	28,17	1196,4	0,019	17,946	0,683	0,63	22,72	1,5	4
5	2	11,45	9,26	1196,4	0,019	17,946	0,224	0,63	22,72	1,5	4
6	2	11,45	22,15	1196,4	0,019	17,946	0,537	0,63	22,72	1,5	4
7	2	11,45	120,26	1196,4	0,019	17,946	2,915	0,63	22,72	1,5	4
8	2	11,45	106,39	1196,4	0,019	17,946	2,579	0,63	22,72	1,5	4
9	2	11,45	99,36	1196,4	0,019	17,946	2,409	0,63	22,72	1,5	4
10	2	11,45	86,74	1196,4	0,019	17,946	2,103	0,63	22,72	1,5	4
11	2	11,45	64,74	1196,4	0,019	17,946	1,569	0,63	22,72	1,5	4
12	2	11,45	53,11	1196,4	0,019	17,946	1,287	0,63	22,72	1,5	4
13	2	11,45	140,36	1196,4	0,019	17,946	3,403	0,63	22,72	1,5	4
14	2	11,45	126,81	1196,4	0,019	17,946	3,074	0,63	22,72	1,5	4
15	2	11,45	111,82	1196,4	0,019	17,946	2,711	0,63	22,72	1,5	4
16	2	11,45	96,83	1196,4	0,019	17,946	2,347	0,63	22,72	1,5	4
17	2	11,45	81,95	1196,4	0,019	17,946	1,987	0,63	22,72	1,5	4
18	2	11,45	65,18	1196,4	0,019	17,946	1,580	0,63	22,72	1,5	4

Tabla 10: Sección cableado CC.

Finalmente, para el cableado de corriente continua, se puede comprobar en la Tabla 10 como el criterio más restrictivo es el de caída de tensión, quedando un resultado final de la sección del conductor de 4 mm<sup>2</sup>. Las longitudes desde los módulos hasta los inversores se han medido desde el módulo más alejado de cada string. Para estar del lado de la seguridad se escogerá una sección más elevada, es decir la de 6 mm<sup>2</sup>.

Para concluir, se utilizará un conductor de cobre de 6 mm<sup>2</sup> perteneciente al fabricante Prysmian en concreto el modelo PRYSUN H1Z2Z2-K que se caracteriza por ser uno de los modelos especialmente diseñado para las instalaciones solares fotovoltaicas industriales, y que tienen la posibilidad de ser instalados en bandejas como será el caso de este proyecto. Además de ser el indicado también para el lado de corriente continua en las instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico [18].

### 3.4.2. Cableado de corriente Alterna (CA)

La instalación de CA partirá de la salida de los inversores, que se encuentran en el interior de la nave, hasta el cuadro general de distribución de la industria. Se tomarán dos tramos de estudio, el primer tramo irá desde la salida de los inversores hasta el nuevo cuadro de protecciones, mientras que el segundo tramo irá desde la salida de este nuevo cuadro de protecciones hasta el cuadro general de distribución de la nave.

Según el catálogo de Prysmian group se selecciona el conductor de cobre unipolar, en concreto se ha elegido el tipo AFUMEX CLASS RZ1-K (AS), el cual está especialmente indicado para las soluciones de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico. Dicho cable, según el catálogo se puede aplicar en las siguientes instalaciones: Línea general de alimentación (LGA), Derivaciones individuales (DI), instalaciones interiores o receptoras, industrias, locales con riesgo de incendios o explosión y edificios en general. Consta de un aislamiento de polietileno reticulado XLPE [18].

A continuación, se aplican los dos criterios comentados anteriormente para el cálculo de la sección necesaria de conductor que se ha de utilizar.

#### - Criterio de intensidad máxima admisible

Tal y como se realizó en el cableado de corriente continua (CC), se utilizará la ecuación (7) para obtener la intensidad máxima admisible que puede pasar por el cable.

En este caso se sabe que la intensidad máxima que puede circular por la línea será la máxima corriente de salida del inversor, por lo que se obtiene de su ficha técnica el valor de  $I_L=134.9$  A.

En este caso, no habría factores de corrección ni por agrupamiento de conductores, ya que solo habría un circuito trifásico en este caso, ni por temperatura. Por lo que se podrá tomar un factor de corrección total igual a la unidad.

De manera que aplicando la misma ecuación que en el lado de corriente continua para obtener la intensidad mínima del cable (Izo min) en el **tramo 1**, se utilizarán los factores de corrección ya comentados quedando dicha intensidad con un valor de  $I_{z0 \min} = 168.625$  A.

Una vez obtenido este valor, se utiliza la tabla C.52.1.bis de la norma UNE comentada anteriormente, sabiendo que la instalación será de tipo F, es decir sobre bandeja rejilla, y el aislamiento será el XLPE, con 3 conductores activos (trifásico). De esta tabla se obtiene una sección mínima del conductor de 50 mm<sup>2</sup> para dicha intensidad  $I_{z0 \min}$  calculada. A continuación, se presenta la comparación entre ambas intensidades.

$$I_{z0 \min} \leq I_{z0} = 188 \text{ A.}$$

Por tanto, para el primer tramo se utilizará un conductor de sección 50mm<sup>2</sup> del tipo AFUMEX CLASS RZ1-K (AS) con aislamiento XLPE.

En el **segundo tramo**, desde la salida del cuadro general de protección hasta el cuadro general de distribución de la nave, el valor de la intensidad de línea será la suma de las dos intensidades máximas a la salida de cada inversor, siendo esta  $I_L = 269.8$  A para dicho tramo. Además, el valor mínimo de intensidad del conductor se calculará de la misma manera que en los apartados anteriores, no aplicándose ningún factor de corrección en este caso. El valor de dicha intensidad será el siguiente:

$$I_{z0 \min} = 337.25 \text{ A.}$$

De esta forma, con esta intensidad se hace uso de nuevo de la tabla de la norma UNE o la del catálogo de Prysmian Club, para así obtener la sección mínima que deberá tener el conductor, siendo esta de 120 mm<sup>2</sup>,

cumpléndose por tanto la restricción comentada anteriormente:

$$I_{z0 \min} \leq I_{z0} = 350 \text{ A.}$$

En definitiva, para el segundo tramo en la parte de alterna se utilizará un conductor de sección 120 mm<sup>2</sup>, del tipo AFUMEX CLASS RZ1-K (AS) con aislamiento XLPE, por lo que se tendrá un circuito trifásico formado por 3 cables unipolares y el neutro.

#### - Criterio de caída de tensión

Para el cálculo de la sección según el criterio de caída de tensión se hace uso de la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} * L * \rho * I_L}{\Delta V} \quad (9)$$

Donde cada término tiene el mismo significado que los de la ecuación (8) comentada en el lado de corriente continua.

A continuación, se observa la Tabla 11 con los distintos parámetros necesarios para el cálculo de dicha sección. Se escogerá la sección normalizada obtenida por el criterio más restrictivo, es decir el criterio térmico o el de caída de tensión para así estar del lado de la seguridad.

TRAMO	L (m)	I <sub>L</sub> (A)	V <sub>LINEA</sub> (V)	Resistividad cobre (mm <sup>2</sup> Ω/m)	Caída de tensión ΔV (V)	Fn	I <sub>z0</sub> mín (A)	S (mm <sup>2</sup> ) Caída de tensión	S (mm <sup>2</sup> ) Criterio térmico
1	5,20	134,9	400	0,019	6	1	168,625	3,84749	50
2	8,3	296,8	400	0,019	6	1	337,25	13,51154	120

Tabla 11: Secciones cableado CA.

Por tanto, se podría decir que el criterio térmico es el más restrictivo de los dos, por lo que se escogerán las secciones normalizadas obtenidas por dicho criterio que serían de 50 mm<sup>2</sup> desde la salida de los inversores hasta el CGP y de 120 mm<sup>2</sup> desde la salida de este CGP hasta el CGD de la nave, utilizando en los dos tramos el mismo tipo de conductor comentado anteriormente.

### 3.5. Protecciones del Sistema Fotovoltaico

En este apartado se comentarán los elementos de protección elegidos en cada tramo para la instalación fotovoltaica.

#### 1. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas en el tramo de CC.

Los inversores seleccionados incorporan dispositivos de protección contra sobretensiones inducidas en su parte de CC, por tanto, no se necesitarán protecciones adicionales.

#### 2. Protección frente a sobretensiones en el tramo de CC.

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, la entrada de CC del inversor será obligatorio protegerla frente a este tipo de defectos. En el caso de los inversores utilizados, constan con los dispositivos de protección frente a sobretensiones necesarios en su parte de CC, por lo que no sería necesario la inclusión de protecciones adicionales.

#### 3. Protección frente a contactos directos e indirectos en el tramo de CC.

El generador fotovoltaico se conectará con los conductores activos aislados de tierra (modo flotante), proporcionando unos niveles de protección adecuados frente a contactos indirectos y directos. Esta medida por sí misma no constituye una medida eficaz, ya que es un requisito que la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un defecto a masa o tierra. En este último caso se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- El aislamiento de clase II de los módulos fotovoltaico, cables y cajas de conexión.
- Un controlador permanente de aislamiento, que está integrado en los inversores utilizados.

#### 4. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas en el tramo de CA.

En primer lugar, para proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos se colocarán interruptores magnetotérmicos a la salida de cada inversor, lo que se ha considerado como tramo 1. Al seleccionar dichos elementos de protección se deben cumplir las siguientes restricciones para proteger frente a sobrecargas:

$$I_{\text{Linea}} \leq I_N \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

- $I_{\text{Linea}}$ : intensidad máxima a la salida del inversor (A).
- $I_N$ : calibre del interruptor (A).
- $I_z$ : intensidad máxima admisible para el conductor elegido de  $S=50 \text{ mm}^2$ . Al tener factor de corrección igual a 1 será la misma que la  $I_{z0}$ .
- $I_2$ : Intensidad que asegura el funcionamiento del dispositivo. En el caso del interruptor magnetotérmico  $I_2=1,45I_z$ .

Por lo que el interruptor magnetotérmico elegido para el cuadro de protecciones de CA y que irán a la salida de los inversores deberá tener una intensidad nominal que este entre los siguientes valores:

$$134,9 \text{ A} \leq I_N \leq 188 \text{ A}$$

$$1,45 I_N \leq 1,45 * 188$$

Se seleccionará un calibre para los magnetotérmicos de  $I_N = 160 \text{ A}$ , por lo que se utilizará un interruptor magnetotérmico de 160 A con un poder de corte (PdC) de 50 kA, tetrapolar y con curva de tipo C para proteger la línea a la salida de cada inversor frente a sobrecargas y cortocircuito.

Además, en el segundo tramo, después del interruptor diferencial que se comentará más adelante el cual también forma parte del cuadro de protecciones de CA, se añadirá un interruptor automático (IA). Dicho dispositivo de se encargará de proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos la línea principal que va desde el cuadro de protecciones de CA hasta el cuadro general de distribución de la nave e irá situado en el cuadro de BT de la fábrica. El valor de esta línea considerada como tramo 2 es de  $I_L=296.8 \text{ A}$ .

Por tanto, el interruptor automático elegido, deberá cumplir con las siguientes condiciones para proteger frente a sobrecargas, al igual que en el primer tramo. Se utilizará un IA regulable, por lo que hay que considerar  $I_r$  en lugar de  $I_N$  en las restricciones. En el caso del IA el valor de  $I_2=1,3 I_r$ .

$$I_L \leq I_r \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 I_z$$

Para los datos de este proyecto, las restricciones quedarían como sigue:

$$296.8 \text{ A} \leq I_r \leq 350 \text{ A}$$

$$1,3 I_r \leq 1,45 * 350$$

Además, se debe verificar que dicho interruptor automático protege frente a cortocircuitos a toda la instalación. Para ello se tienen que calcular las corrientes de cortocircuitos máximas y mínimas de la instalación y comprobar que queda protegida con el dispositivo elegido. Por tanto, siguiendo la norma UNE-EN 60909 para el cálculo de corrientes de cortocircuitos y considerando que se tiene una corriente de cortocircuito máxima de 12 kA en el punto de conexión de la instalación en el cuadro de BT según la empresa distribuidora, se seleccionará la protección adecuada que cumpla con las restricciones.

A la hora de realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito mínima se hace uso de la ecuación (10) que se añade a continuación. Hay que tener en cuenta que dicha intensidad mínima se calcula en el punto de bifurcación donde se unen las dos líneas del tramo 1.

$$I''_{kmin} = \frac{c_{min} U_n}{2|\bar{Z}_{red} + \bar{Z}_{línea}(90^\circ C/70^\circ C)|} \quad (10)$$

Donde:

- $c_{min}=0,95$ : coeficiente de tensión para el cálculo de cortocircuitos mínimos según la normativa para el caso de BT.
- $U_n=400$  V: tensión nominal de la instalación de BT.
- $Z_{red}$ : impedancia de la red.
- $Z_{línea}(90^\circ C/70^\circ C)$ : impedancia de la línea a temperatura máxima de operación. En este caso sería  $90^\circ C$  por el aislamiento XLPE.

La impedancia de la red se puede estimar a partir del valor de la corriente de cortocircuito en el punto de conexión como se ve en la ecuación 11.

$$Z_{red} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} I_{cc}} = \frac{1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 12000} = 0.0192 \Omega \quad (11)$$

Considerando que la impedancia es puramente inductiva:

$$Z_{red} = X_{red} = 0.0192 \Omega \rightarrow \bar{Z}_{red} = 0.0192j \Omega$$

En cuanto a la impedancia de línea, se va a despreciar la parte inductiva de la misma, considerando únicamente la parte resistiva:

$$Z_{línea} = R_{línea} = \frac{\rho L}{S} \rightarrow \bar{Z}_{línea} = R_{línea} \quad (12)$$

Se calcula la resistencia a  $20^\circ C$  y después se pasa a  $70^\circ C/90^\circ C$ , para ello se hace uso de las ecuaciones (13) y (14) que se añaden a continuación:

$$R_{línea}(20^\circ C) = \frac{\rho_{20^\circ C} L}{S} = 0,019 * \frac{8,3}{120} = 0,0013 \Omega \quad (13)$$

$$R_{línea}(90^\circ C/70^\circ C) = R_{línea}(20^\circ C)[1 + \alpha(70^\circ C/90^\circ C - 20^\circ C)] \quad (14)$$

Siendo  $\alpha = 0,004 K^{-1}$  y sustituyéndolo en la ecuación 14 se obtiene un valor de  $R_{línea} = 1,28 \Omega$ . Por tanto, se aplica la ecuación (10) donde se expresaba la intensidad mínima de cortocircuito, cuyo valor al sustituir todos sus parámetros es de 148,42 A.

Una vez realizado el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se deberán cumplir las siguientes tres condiciones para que el interruptor automático elegido proteja la línea frente a cortocircuitos:

1.  $PdC > I''_{kmax} = 12000$  A.
2.  $I''_{kmin} < I_a$ , siendo  $I_a$  el umbral de disparo magnético.
3.  $(I''_{kmax})^2 t_{dis} < S^2 K^2$ , siendo S la sección del cable y K el coeficiente del cable utilizado (en este caso valdría 143).

De tal manera, el modelo de interruptor automático regulable que protegerá frente a cortocircuitos y sobrecargas elegido será uno con un calibre de 300 A, tetrapolar y un poder de corte de 65kA. Dicho dispositivo cumplirá las tres restricciones comentadas anteriormente para proteger la línea frente a cortocircuitos.

## 5. Protecciones frente a contactos directos e indirectos en el tramo de CA

Para esta protección, la instalación constará con un interruptor diferencial regulable en la parte de CA. Con el

fin de que el interruptor diferencial (ID) proteja la instalación fotovoltaica frente a contactos directos e indirectos se deberá cumplir la siguiente condición:

- Condición 1:  $I_{\text{Linea}} \leq I_N$ .

La corriente asignada a la línea, deberá ser menor igual que la intensidad nominal del interruptor diferencial. La intensidad en este tramo corresponde a la intensidad de la línea denominada como tramo 2, donde se sumaban las intensidades máximas a la salida de los dos inversores. Dicha intensidad tiene un valor de 296.8 A.

Por lo que, cumpliendo esta condición, se ha elegido un interruptor diferencial de calibre 630 A, tetrapolar, con una sensibilidad de 300 mA. Dicho interruptor diferencial se encontrará ubicado en el cuadro de protecciones de CA.

### 3.6. Puesta a tierra

De acuerdo con la ITC-BT-18, se deberá garantizar que no se supere en la parte de corriente alterna una tensión de 24 V, debido a que las instalaciones fotovoltaicas se consideran como si fuesen instalaciones y locales húmedos en la realización de estos cálculos.

En dicha instalación de puesta a tierra se deberá tener en cuenta una intensidad máxima de defecto de 300 mA, es decir, la intensidad limitada por las protecciones del interruptor diferencial añadido, por lo que se deberá cumplir como se ve en la ecuación (15) que la resistencia de puesta a tierra sea tal que no supere los 24 V de tensión de contacto:

$$R_t < \frac{24}{0,300} = 80\Omega \quad (15)$$

Dicha instalación de puesta a tierra se realizará mediante un anillo enterrado que contará con un conductor de cobre desnudo y picas de acero bañadas en cobre. Esto irá enterrado a una profundidad nunca menor de 0,5 metros. La resistencia total de conjunto nunca superará el límite impuesto anteriormente.

Se toma una resistividad del terreno igual a  $200 \Omega \cdot m$ , debido a que se trata de tierras compactas. Por tanto, la resistencia de puesta a tierra de picas, obtenida con dos picas de 2 metros cada una será igual a:

$$R_p < \frac{\rho}{L} = \frac{200}{(2 * 2)} = 50\Omega \quad (16)$$

Donde en la ecuación anterior:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $L$ : longitud de las picas (m).

Teniendo en cuenta que la longitud del conductor de puesta a tierra es de 30 metros, se obtiene, para un conductor de cobre funcionando como electrodo enterrado horizontalmente:

$$R_{\text{cond}} = \frac{2\rho}{L} = \frac{2 * 200}{30} = 11,43\Omega \quad (17)$$

Donde:

- $\rho$ : resistividad del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).
- $L$ : longitud del conductor (m).

Finalmente, la resistencia de puesta a tierra que estará formada por el conductor y las picas verticales enterradas como mínimo a 0.5 metros será igual a:

$$R_t = \frac{1}{\frac{1}{R_{cond}} + \frac{1}{R_p}} = \frac{1}{\frac{1}{13.3} + \frac{1}{50}} = 10.51\Omega \quad (18)$$

Por tanto, se cumpliría el valor máximo de  $20 \Omega$  establecido. Se utilizarán picas de acero bañado en cobre de 2 metros de longitud y 14 milímetros de diámetro.

## 4 ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se va a realizar un estudio para verificar la viabilidad económica de la instalación fotovoltaica, conociendo ya los consumos mensuales de la fábrica y el coste de la factura eléctrica anual sin fotovoltaica proporcionado por la empresa. Además, se realizará un estudio preliminar para una posible ampliación de la instalación, así como sus beneficios en comparación con la instalación realizada.

En primer lugar, en la Tabla 12 se resumen los consumos mensuales ya comentados en el apartado de antecedentes junto con la generación de energía producida por la instalación y los excedentes de esta, los cuales se obtuvieron a partir de las simulaciones realizadas con el software PVSyst.

	<b>CONSUMO kWh</b>	<b>GENERACIÓN AUTOCONSUMO kWh</b>	<b>EXCEDENTES kWh</b>	<b>COBERTURA (%)</b>
<b>ENERO</b>	146.647	26.120	16	17,81%
<b>FEBRERO</b>	148.250	33.760	32	22,78%
<b>MARZO</b>	224.997	49.260	-	21,89%
<b>ABRIL</b>	189.452	59.480	1.193	31,40%
<b>MAYO</b>	201.459	70.190	1.577	34,84%
<b>JUNIO</b>	189.255	72.080	2.966	38,09%
<b>JULIO</b>	184.288	71.340	4.165	38,71%
<b>AGOSTO</b>	197.550	67.280	750	34,06%
<b>SEPTIEMBRE</b>	164.746	50.100	1.952	30,45%
<b>OCTUBRE</b>	178.554	41.140	33	23,04%
<b>NOVIEMBRE</b>	158.744	29.400	-	18,52%
<b>DICIEMBRE</b>	143.025	23.430	-	16,38%
<b>TOTAL</b>	<b>2.126.801</b>	<b>593.590</b>	<b>12.675</b>	<b>27,91%</b>

Tabla 12: Comparación Consumo y generación.

Cabe destacar, tal y como se comentó en apartados anteriores, que no se producen excedentes en todos los meses debido a que los consumos de la empresa son elevados, coincidiendo los meses en los que no se producen con los de mayor consumo o peores condiciones meteorológicas. En cambio, los meses de verano, en los que las condiciones meteorológicas suelen ser más favorables, se produce una mayor energía excedentaria, así como un mayor autoconsumo de la generación de energía eléctrica fotovoltaica, llegando a ser de hasta casi un 40% de autoconsumo en el mes de junio con respecto a la energía consumida por la industria sin la instalación fotovoltaica. Por tanto, se concluye que se puede cubrir con la instalación fotovoltaica un 27.9% de la energía consumida por la empresa anualmente.

Para comenzar con el estudio económico se debe conocer el precio total de la factura en el último año, aportado por la empresa, para así hacer una estimación de cuánto se pagará al mes por la factura sin fotovoltaica y cuánto

se pagará una vez instalada y los correspondientes ahorros económicos que se tendrán. Este precio corresponde al término variable de la factura, es decir, lo facturado por la empresa distribuidora para el consumo de energía de dicha nave industrial. Se realizará el estudio económico en base al término variable de la factura eléctrica, ya que el término fijo se factura por potencia contratada y seguirá siendo el mismo aun realizando la instalación fotovoltaica.

Cabe indicar, que para estos cálculos se ha considerado un precio medio del kWh autoconsumido de 0.16 €/kWh, a partir de los datos proporcionados por la empresa. Además, para saber el precio de la factura mensual con fotovoltaica se realizará una aproximación de cuanto se ahorrará en la factura mensual si la energía cubierta por dicha instalación fuese del 27.91% sabiendo así cuánto dinero se ahorrará mensualmente con la instalación fotovoltaica. Esto se puede observar en la Tabla 13 donde se ven los posibles ahorros que se obtendrían con dicha instalación fotovoltaica.

<b>AHORRO ANUAL</b>	
FACTURA ANUAL	343.258,46 €
FACTURA ANUAL CON FV	247.455,00 €
AHORRO ANUAL	95.803,46 €
<b>AHORRO MENSUAL</b>	
FACTURA MEDIA SIN FV	28.604,87 €
FACTURA MENSUAL CON FV	20.621,25 €
AHORRO MENSUAL	7.983,62 €
<b>AHORRO ESPERADO</b>	
AHORRO 25 AÑOS	2.395.086,50€

Tabla 13: Ahorro económico estimado.

A continuación, se realizará el análisis de la viabilidad económica de dicha instalación fotovoltaica, para ello se considerará que se hará una inversión inicial del total del precio de la instalación, el cual se puede observar en el apartado de Mediciones y Presupuestos, y que asciende a un total de **295.464,88€**. Por lo que para realizar el estudio de la viabilidad económica se considerarán los siguientes aspectos:

- El estudio se desarrolla para un plazo de 25 años que es el tiempo que ofrecen los fabricantes de los materiales necesarios para la instalación (módulos, inversor) como garantía.
- Se considerará un IPC del 8,5%.
- Se tomará como ingreso, el ahorro conseguido con la energía fotovoltaica autoconsumida anualmente, así como un aporte extra generado por los excedentes, vendiéndose estos en el mercado eléctrico a un precio de 0.30 €/kWh con el impuesto del 7% del IVPEE. Estos excedentes se supondrán de un 2.05 % de la energía generada por la fotovoltaica anualmente, tal y como se comentó en el apartado de generación. Estos datos se tomarán como ingresos ya que es dinero que no hay que pagarle a la compañía eléctrica. El precio por kWh consumido será de 0.16€/ kWh tal y como se comentó anteriormente.
- Además, los gastos anuales generados serán debido a los costes de mantenimiento del sistema que ascenderán a unos 2.000 € anuales y que irán aumentando conforme al paso de los años debido a la subida de los precios y a una posible degradación del sistema que se considerará de un 0.4%, lo que afectará a la producción del sistema y por tanto a los gastos y a los ingresos.

En la Tabla 14 adjuntada a continuación se observa el estudio de la viabilidad a 25 años con los ahorros conseguidos al instalar la fotovoltaica. Cabe destacar, que la factura eléctrica se divide en el término fijo por potencia contratada, el cual seguirá siendo el mismo una vez instalada la fotovoltaica, y en el término variable el cual se factura según la energía consumida por la empresa. Dicho estudio económico está basado en este término variable de la factura ya que es el que se verá reducido una vez realizada la instalación.

ESTUDIO DE VIABILIDAD A 25 AÑOS CON AHORROS CONSEGUIDOS AL INSTALAR LA FOTOVOLTAICA						
AÑO	PRODUCCIÓN FV (kWh)	AHORRO CON FV (€)	GASTOS (€)	AHORRO CON EXCEDENTES (€)	FLUJO DE CAJA (€)	FLUJO DE CAJA ACUMULADO (€)
0		0,00			-295.464,88	-295.464,88
1	593.590,00	94.974,40	-2.000,00	98.624,98	96.624,98	-198.839,90
2	591.215,64	94.594,50	-2.170,00	98.230,48	96.060,48	-102.779,42
3	588.850,78	94.216,12	-2.354,45	97.837,56	95.483,11	-7.296,32
4	586.495,37	93.839,26	-2.554,58	97.446,21	94.891,63	87.595,31
5	584.149,39	93.463,90	-2.771,72	97.056,42	94.284,70	181.880,02
6	581.812,80	93.090,05	-3.007,31	96.668,20	93.660,88	275.540,90
7	579.485,54	92.717,69	-3.262,94	96.281,52	93.018,59	368.559,49
8	577.167,60	92.346,82	-3.540,28	95.896,40	92.356,11	460.915,60
9	574.858,93	91.977,43	-3.841,21	95.512,81	91.671,60	552.587,20
10	572.559,50	91.609,52	-4.167,71	95.130,76	90.963,05	643.550,25
11	570.269,26	91.243,08	-4.521,97	94.750,24	90.228,27	733.778,52
12	567.988,18	90.878,11	-4.906,33	94.371,24	89.464,90	823.243,42
13	565.716,23	90.514,60	-5.323,37	93.993,75	88.670,38	911.913,80
14	563.453,36	90.152,54	-5.775,86	93.617,78	87.841,92	999.755,72
15	561.199,55	89.791,93	-6.266,81	93.243,31	86.976,50	1.086.732,22
16	558.954,75	89.432,76	-6.799,49	92.870,33	86.070,85	1.172.803,06
17	556.718,93	89.075,03	-7.377,44	92.498,85	85.121,41	1.257.924,47
18	554.492,06	88.718,73	-8.004,52	92.128,86	84.124,33	1.342.048,80
19	552.274,09	88.363,85	-8.684,91	91.760,34	83.075,43	1.425.124,23
20	550.064,99	88.010,40	-9.423,13	91.393,30	81.970,17	1.507.094,41
21	547.864,73	87.658,36	-10.224,09	91.027,73	80.803,63	1.587.898,04
22	545.673,27	87.307,72	-11.093,14	90.663,61	79.570,47	1.667.468,51
23	543.490,58	86.958,49	-12.036,06	90.300,96	78.264,90	1.745.733,42
24	541.316,62	86.610,66	-13.059,12	89.939,76	76.880,63	1.822.614,05
25	539.151,35	86.264,22	-14.169,15	89.580,00	75.410,85	1.898.024,90
<b>TOTAL</b>	14.148.813,51	2.263.810,16	-452.800,46	2.350.825,36	1.898.024,90	
<b>VAN</b>	1.944.542,79 €					
<b>TIR</b>	32%					

Tabla 14: Viabilidad de la instalación fotovoltaica.

A continuación, se adjunta la Figura 42 obtenida de los datos financieros aportados anteriormente y en la cual se observa una comparativa entre el flujo de caja generado por los ingresos anuales obtenidos con la instalación fotovoltaica y sus excedentes menos los gastos anuales por mantenimiento y el flujo de caja acumulado que será el resultado de ir restando estas ganancias a la totalidad del dinero invertido para realizar dicha instalación. Es por ello por lo que también se podrá observar el momento donde se recuperará la inversión.

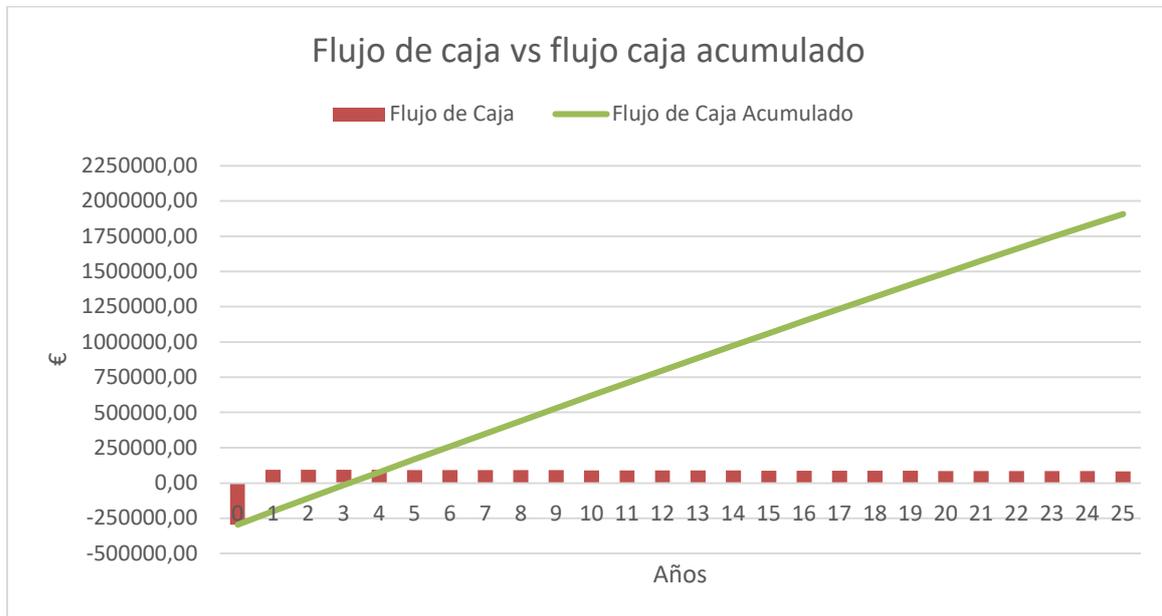


Figura 42: Flujo de caja vs flujo de caja acumulado.

Para comentar la viabilidad económica se definirán los siguientes parámetros:

- TIR: es la tasa interna de retorno, la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión, es decir el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión. Dicho parámetro se calcula con la siguiente ecuación (19), donde t es el periodo considerado, N el número total de periodos,  $FC_t$  el flujo de caja en dicho periodo t, i el coste de capital considerado e  $I_0$  la inversión inicial realizada.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} \quad (19)$$

- VAN: es el valor actual neto, expresa una medida de rentabilidad de un proyecto actualizando los flujos de caja. Este parámetro se calcula con la siguiente ecuación (20), donde t se refiere al periodo considerado,  $I_0$  a la inversión inicial, N al número de periodos, i al coste de capital considerado y  $FC_t$  al flujo de caja en dicho periodo t. Si dicho valor es positivo se considera que el proyecto genera ganancias, lo que conlleva a aceptar el proyecto. Si es negativo implicaría pérdidas, por lo que no se aceptaría el proyecto. Y si su valor es nulo, no se generar ni pérdidas ni ganancias.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1 + i)^t} \quad (20)$$

Tal y como se puede observar en la Tabla 14, donde se especifican los resultados del estudio económico, se obtiene que la inversión se amortizará a partir del año 4, debido a que es cuando empieza a dar beneficios. En dicha tabla, los ahorros con excedentes serán los ingresos restandole los gastos necesarios de mantenimiento que se deben realizar anualmente. Se debe comentar que este periodo de amortización no es elevado, debido a que, aunque la instalación fotovoltaica cubrirá aproximadamente un 28% del consumo total de la nave industrial, este porcentaje supondrá unos ahorros elevados en las facturas eléctricas debido a que los consumos y las facturas de la industria son bastante elevados.

Con respecto a la viabilidad de la instalación, esta será viable debido a que el VAN es mayor que cero, el cual se ha calculado con una tasa de interés del 15% obteniéndose un valor de 1.944.542,79 € por lo que se considera que este proyecto sería viable además de producir ganancias. Por otro lado, la tasa interna de retorno será de un 32%.

Por lo que de tal manera se puede concluir que dicha instalación fotovoltaica supondría un gran ahorro económico y energético para la nave industrial perteneciente a la empresa Torrent S.A. Además, tal y como se comentó en el apartado de generación, aún se dispone de superficie donde instalar más paneles fotovoltaicos. De tal manera, queda abierta una posible ampliación de la instalación fotovoltaica para así obtener un mayor ahorro económico, así como energético.

#### 4.1. Ampliación de la instalación fotovoltaica

En este apartado se realizará un estudio básico y preliminar de una posible ampliación futura de la instalación fotovoltaica. Para ello se hará uso de nuevo del software PVSyst, en el que se dimensionará la instalación fotovoltaica ya existente, pero añadiéndole un inversor más. Dicho inversor será el mismo modelo que los dos ya utilizados y a este se conectarán un total de 432 módulos fotovoltaicos. Al igual que los dos inversores ya instalados, este inversor contará con un total de 24 módulos en serie y un total de 18 strings.

Para dicha ampliación se utilizará la cubierta a dos aguas que queda disponible, la cual se puede visualizar en las Figuras 18, 19 y 32 distribuyéndose los módulos de la misma manera que en las otras dos cubiertas ya utilizadas. Es decir, en la cubierta orientada al este se añadirá una fila de 144 módulos y en la cubierta orientada al oeste se añadirán un total de 288 módulos divididos en dos hileras de 144 módulos cada una. Gracias a que el inversor utilizado permite conectar módulos con distintas orientaciones, no supondría ningún problema que este inversor tuviese conectados módulos orientados al este y módulos conectados al oeste.

En resumen, dicha ampliación constará con un total de 1.296 módulos fotovoltaicos, divididos equitativamente en 3 inversores, por tanto, a cada inversor irán conectados un total de 432 paneles. Para su dimensionamiento se ha seguido el mismo criterio que el comentado en el apartado de Generación del sistema fotovoltaico. A continuación, se observa la Tabla 15 con los resultados obtenidos al simular dicha ampliación con el software mencionado.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	76.8	30.93	10.17	75.7	70.2	39.7	146.6	35.39	3.69	111.3
February	98.5	39.59	11.23	97.5	92.3	51.7	148.3	44.12	6.75	104.1
March	144.3	61.45	13.93	142.5	136.5	75.1	225.0	69.53	4.36	155.5
April	180.2	67.22	15.93	176.9	171.1	92.2	189.5	72.09	18.59	117.4
May	217.4	77.41	19.67	213.6	207.4	109.2	201.5	85.19	22.23	116.3
June	231.6	70.21	22.94	227.6	221.8	114.6	189.3	84.57	28.04	104.7
July	235.4	70.37	25.28	231.6	225.5	115.3	184.3	82.42	30.85	101.9
August	210.9	67.25	25.95	208.2	201.9	103.7	197.5	81.04	20.85	116.5
September	159.4	54.04	22.86	157.7	152.1	79.8	164.7	60.55	17.96	104.2
October	123.7	48.18	19.66	121.7	115.9	62.6	178.6	54.38	7.18	124.2
November	87.3	30.54	13.84	86.9	80.9	45.0	158.8	40.73	3.55	118.0
December	69.5	28.91	11.22	69.2	63.4	35.8	143.0	32.91	2.35	110.1
Year	1835.1	646.10	17.76	1809.2	1739.1	924.6	2127.0	742.92	166.40	1384.1

Tabla 15: Resultado simulación ampliación de la instalación fotovoltaica

Al igual que se comentó en el apartado de Generación del sistema fotovoltaico, se podría decir que dicha ampliación cubriría un 43,5% aproximadamente del consumo eléctrico de la empresa si se autoconsumiese toda la energía generada por la instalación. Además, se podría decir que un 80,35% de la energía generada por el sistema se autoconsume, quedando aproximadamente un 18% de excedentes.

A continuación, se hará una comparación entre ambas instalaciones, la realizada en el estudio de este proyecto y la posible ampliación de esta. Esta comparación realizada para un periodo de 25 años se observa en la Tabla

16 que se adjunta a continuación.

Número de módulos	Cobertura (%)	Excedentes (%)	Ahorros con FV	VAN	TIR	Inversión
864	27,91%	2,05%	2.278.312,70€	1.944.542,79€	32%	295.464,88€
1.296	34,93%	18%	3.789.564,21€	3.940.808,81€	41%	380.500,00€

Tabla 16: Comparación de ambos modelos

Finalmente, como se observa en la Tabla 16 la ampliación de la instalación fotovoltaica ofrecería una mayor cobertura con respecto a los consumos conocidos de la nave. Además, se obtendrían un porcentaje más elevado de energía excedentaria con la que se incrementaría el ahorro generado por la instalación. Esto es normal debido a que la potencia instalada sería mayor y por ello se obtendrían mejores resultados económicos y energéticos con esta ampliación que con la instalación que se ha dimensionado. Pero también, al instalar un mayor número de paneles y de inversores, la inversión inicial aumentaría. Por lo que, tal y como se comentó en el apartado de Generación del sistema fotovoltaico, las circunstancias actuales de la empresa hacen preferible realizar una inversión menor y optar a esta posible ampliación en un futuro. Además, la cubierta donde se realizaría la ampliación está compuesta por otro tipo de material, por lo que se tendría que utilizar una estructura diferente y esto incrementaría la inversión.

# 5 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

## 5.1. Objeto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1.997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales. Su aplicación es al proyecto de ‘Instalación fotovoltaica de autoconsumo sobre la cubierta de una nave industrial’.

De acuerdo con el artículo 3 del R.D. 1627/1997, si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación deberá ser objeto de un contrato expreso.

De acuerdo con el artículo 7 del citado R.D; el Objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el Contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra

En dicho estudio se examinan las medidas de seguridad en función de las diferentes etapas de trabajo que se han organizado en el planing de la obra, habiéndose examinado tanto las circunstancias laborales como cronológicas para el correcto funcionamiento de la seguridad de la obra.

Así mismo, se plantea también un estudio de los riesgos que implican el desarrollo de esta y sus consiguientes medidas preventivas, diferenciándose en medidas de protección individual y colectivas.

El presente estudio se ha redactado para un correcto funcionamiento una vez comenzada la obra y en cualquier etapa de esta.

## 5.2. Autor del Proyecto

A continuación, se adjunta la Tabla 15 con los datos generales de los autores del proyecto y del estudio del mismo:

Situación de la obra	Jerez de la Frontera (Polígono industrial El Portal)
Técnicos autores del proyecto	José Luis Pérez González
Técnicos autores del estudio	José Luis Pérez González
Director/a de obra	José Luis Pérez González
Director/a de ejecución de obra	José Luis Pérez González

Tabla 17: Autor del proyecto.

## 5.3. Circunstancias que motivan el presente estudio

Dado que no se cumplen los requisitos indicados en el punto 1 del artículo 4 “Obligatoriedad del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en las obras”, del R.D. 1.627/1.997 de 24 de octubre, es obligatorio para el proyecto al que el presente documento acompaña la redacción de este Estudio Básico de Seguridad y Salud

## 5.4. Descripción del emplazamiento y la obra

En la Tabla 16 se indican las principales características y condicionantes del emplazamiento donde se realizará la obra:

Datos del emplazamiento	
Accesos a la obra	Buenos
Topografía del terreno	Buena
Edificios colindantes	Aislado
Suministro de energía eléctrica	Disponible
Suministro de agua	Disponible
Suministro de saneamiento	Existente
<b>OBSERVACIONES:</b> La zona climatológica de Cádiz no presenta apenas incidencias, salvo temperaturas altas en verano, los vientos y la humedad, previéndose las medidas oportunas.	

Tabla 18: Descripción del emplazamiento.

## 5.5. Instalaciones provisionales y asistencia sanitaria

INSTALACION PROVISIONAL ELÉCTRICA	
Descripción de los trabajos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Precia petición de suministro a la empresa, indicando el punto de entrega de energía según plano, se procederá al montaje de la instalación de la obra</li> <li>- Simultáneamente con la petición de suministro, se solicitará, en aquellos casos necesarios, el desvío de las líneas aéreas o subterráneas que afecten a la edificación. La acometida realizada por la empresa suministradora será subterránea, disponiendo de un armario de protección y medida directa, realizado en material aislante con protección intemperie y entrada y salida de cables por la parte inferior. La puerta dispondrá de una cerradura de resbalón con llave de triángulo con posibilidad de poner un candado; la profundidad mínima del armario será de 25 cm.</li> <li>- De este cuadro saldrán circuitos secundarios de alimentación a los cuadros secundarios, alimentación a vibrador, amasadora, etc, dotados de un interruptor omnipolar, interruptor general magnetotérmico, estando las salidas protegidas con protectores magnetotérmicos y diferencial de 30mA.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Del cuadro general saldrá un circuito de alimentación para los cuadros secundarios, en caso de ser necesarios, donde se conectarán las herramientas portátiles en los diferentes tajos. Estos cuadros serán de instalación móvil según las necesidades de la obra, y cumplirán las condiciones exigidas para las instalaciones de intemperie, estando colocados estratégicamente a fin de disminuir en lo posible el número de líneas y su longitud.</li> <li>- El armario de protección y medida se situará en el límite del solar con la conformidad de la empresa suministradora. Todos los conductores empleados en la instalación tendrán un nivel de aislamiento 0,6/1 kV.</li> </ul>
<b>Riesgos más frecuentes</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Caídas en alturas</li> <li>- Descargas eléctricas de origen directo e indirecto.</li> <li>- Caídas al mismo nivel.</li> </ul>
<b>Normas Básicas de Seguridad</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cualquier parte de la instalación se considerará baja tensión, mientras no se compruebe lo contrario con equipos medidores o detectores de tensión.</li> <li>- El tramo aéreo entre el cuadro general de protección y los cuadros para maquinaria será tensado con piezas especiales sobre apoyos; si los conductores no pueden soportar la tensión mecánica prevista, se emplearán cables fiables con una resistencia de rotura de 800 Kg. fijando a éstos el conductor con abrazaderas.</li> <li>- Los conductores, si van por el suelo, no serán pisados ni se colocarán materiales sobre ellos; al atravesar zonas de paso estarán protegidos adecuadamente.</li> <li>- En la instalación de alumbrado estarán separados todos los circuitos de acceso a zonas de trabajo, almacenes, etc.</li> <li>- Los aparatos portátiles que sean necesarios emplear serán estancos al agua y estarán convenientemente aislados.</li> <li>- Las derivaciones de conexión a máquinas se realizarán con terminales de presión, disponiendo las mismas de mando de marcha y parada.</li> <li>- Estas derivaciones, al ser portátiles, no estarán</li> </ul>

	<p>sometidas a tracción mecánica que origine su rotura.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Las lámparas para alumbrado general y sus accesorios se situarán a una altura de 2,50 m sobre el suelo; Las que se puedan alcanzar con facilidad estarán protegidas con una cubierta resistente.</li> <li>- Existirá una señalización sencilla y clara prohibiendo la entrada a las personas no autorizadas donde esté instalado el equipo eléctrico, así como el manejo de aparatos eléctricos a personas no designadas para ello.</li> <li>- Igualmente se darán instrucciones sobre medidas a adoptar en caso de incendio o accidente de origen eléctrico.</li> <li>- Se sustituirán inmediatamente las mangueras que presenten algún deterioro en la capa aislante de protección.</li> </ul>
<b>Protecciones personales</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Casco homologado de seguridad</li> <li>- Guantes aislantes</li> <li>- Comprobador de tensión</li> <li>- Herramientas manuales con aislamientos</li> <li>- Botas de goma aislantes, chaquetas ignífugas en maniobras eléctricas.</li> <li>- Tarimas, alfombrillas, pértigas aislantes.</li> </ul>
<b>Protecciones colectivas</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mantenimiento periódico del estado de las mangueras, toma de tierra, enchufes, cuadros distribuidores, etc...</li> </ul>

Tabla 19: Instalación eléctrica provisional.

<b>INSTALACIÓN CONTRA INCENDIOS</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Las cosas que propician la aparición de un incendio en una obra no son distintas de las que lo generan en otro lugar.</li> <li>- La existencia de una fuente de ignición (hogueras, braseros, energía solar, trabajos de soldaduras, conexiones eléctricas, cigarrillos, etc) junto a una sustancia combustible (parquet, encofrados de madera, carburantes para la maquinaria, pintura, etc).</li> <li>- Por todo ello, se realizará una revisión y comprobación periódica de la instalación eléctrica provisional, así como el correcto acopio de sustancias combustibles, con los envases perfectamente cerrados e identificados, a lo largo de la ejecución de la obra, situando este acopio en planta baja, almacenando en plantas superiores los materiales de cerámica, sanitarios, etc...</li> <li>- Así mismo consideramos que deben tenerse en cuenta otros medios de extinción, tales como el agua, la arena, herramientas de uso común (palas, rastrillos, picos, etc...)</li> <li>- Los camiones de evacuación estarán libres de obstáculos; de aquí la importancia del orden y limpieza en todos los tajos y fundamentalmente en las escaleras del edificio en su caso. Existirá la adecuada señalización, indicando los lugares de prohibición de fumar, situación del extintor, camino de evacuación, etc.</li> <li>- Todas estas medidas han sido consideradas para que el personal extinga el fuego en la fase inicial, si es posible, o disminuya sus efectos hasta la llegada de los bomberos, los cuales, en todos los casos, serán avisados inmediatamente.</li> </ul>

Tabla 20: Instalación contra incendios.

De acuerdo con el apartado 15 del Anexo 4 del R.D. 3627/97, la obra dispondrá de los servicios higiénicos que se indican en la Tabla 19:

<b>SERVICIOS HIGIÉNICOS</b>
Vestuarios con asientos y taquillas individuales provistas de llave
Lavabos con agua fría, agua caliente y espejo
Duchas con agua fría y caliente
Retretes
<b>OBSERVACIONES:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La utilización de los servicios higiénicos será no simultánea en caso de haber operarios de distintos sexos.</li> <li>- Se montará una caseta metálica, sin servicios, para el almacenamiento de herramientas y material de trabajo.</li> </ul>

Tabla 21: Servicios higiénicos.

De acuerdo con el apartado A3 del Anexo VI del R.D. 486/97, la obra dispondrá del material de primeros auxilios.

PRIMEROS AUXILIOS Y ASISTENCIA SANITARIA		
NIVEL DE ASISTENCIA	NOMBRE Y UBICACIÓN	DISTANCIA (Km)
Primeros auxilios	Botiquín portátil (obra)	A 0 metros
Asistencia primaria (Centro de Salud)	Avenida Puerta del Sur, Calle Liberación, Jerez de la Frontera, Cádiz	A 0.85 Km

Tabla 22: Primeros auxilios y asistencia sanitaria.

## 5.6. Medios auxiliares

En la Tabla 21 se relacionan los medios auxiliares que van a ser empleados en la obra con sus características más importantes:

<b>MEDIOS AUXILIARES</b>	
<b>MEDIOS</b>	<b>CARACTERÍSTICAS</b>
<b>Escaleras de mano</b>	<p>Zapatillas antideslizantes. Deben sobrepasar en 1 metro la altura a salvar.</p> <p>Separación de la pared en la base = <math>\frac{1}{4}</math> de la altura total.</p> <p>Se colocarán apartadas de elementos móviles que puedan derribarlas.</p> <p>Estarán fuera de la zona de paso.</p> <p>Los largueros serán de una sola pieza con los peldaños ensamblados.</p> <p>El apoyo superior se hará sobre elementos resistentes y planos.</p> <p>Los ascensos y descensos se harán siempre frente a ellas.</p> <p>Se prohíbe manejar en las escaleras pesos superiores a 25 Kg.</p> <p>Nunca se efectuarán trabajos sobre las escaleras que obliguen el uso de las dos manos.</p> <p>Las escaleras dobles o de tijeras estarán provistas de cables o cadenas que impidan que éstas se abran al utilizarlas.</p> <p>La inclinación será aproximadamente de 75° que equivale estar separada de la vertical la cuarta parte de su longitud entre los apoyos.</p>
<b>Instalación eléctrica</b>	<p>Cuadro general en caja estanco de doble aislamiento, situado a <math>h &lt; 1</math> metro:</p> <p>Interruptores diferenciales de 0,03A en líneas de máquinas y fuerza.</p> <p>Interruptores diferenciales de 0,03A en líneas de alumbrado a tensión 24V.</p> <p>Interruptor magnetotérmico general omnipolar accesible desde el exterior,</p> <p>Interruptores magnetotérmicos en líneas de máquinas, tomas de corriente y alumbrado.</p> <p>La instalación de cables será aérea desde la salida del cuadro.</p> <p>La puesta a tierra no será superior a 80 <math>\Omega</math>.</p>
<b>Protecciones personales</b>	<p>Mono de trabajo.</p> <p>Casco de seguridad homologado.</p> <p>Zapatos con suelas antideslizantes.</p>
<b>Protecciones Colectivas</b>	<p>Se delimitará la zona de trabajo.</p>

Tabla 23: Medios auxiliares.

**Anexo. - Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales para la seguridad y salud de los trabajadores.**

Trabajos con riesgo especialmente graves de sepultamiento, hundimiento o caída de altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados, o el entorno del puesto de trabajo.

Trabajos en las que la exposición a agentes químicos o biológicos suponga un riesgo de especial gravedad, o para los que la vigilancia específica de la salud de los trabajadores sea legalmente exigible.

Trabajos con exposición a radiaciones ionizantes para los que la normativa específica obliga a la delimitación de zonas controladas o vigiladas.

Trabajos en la proximidad de líneas aéreas de alta tensión.

Trabajos que expongan a riesgo de ahogamiento por inmersión.

Obras de excavación de túneles, pozas y otros trabajos que supongan movimientos de tierra subterráneos.

Trabajos realizados con equipo subacuático.

Trabajos realizados en cajones de aire comprimido.

Trabajos que impliquen el uso de explosivos.

Trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados.

**Anexo. - Disposiciones mínimas de seguridad y de salud que deberán aplicarse en las obras.**

**PARTE A.- Disposiciones mínimas generales relativas a los lugares de trabajo en las obras**

Observación preliminar: Las obligaciones previstas en la presente parte del anexo se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

Ámbito de aplicación de la parte A: La presente parte del anexo se aplicará a la totalidad de la obra, incluidos los puestos de trabajo en las obras en el interior y en el exterior del local.

Estabilidad y solidez:

Deberá procurarse, de modo apropiado y seguro, la estabilidad de los materiales y equipos y, en general, de cualquier elemento que en cualquier desplazamiento pudiera afectar a la seguridad y la salud de los trabajadores.

El acceso a cualquier superficie que conste de materiales que no ofrezcan una resistencia suficiente sólo se autorizará en caso de que se proporcionen equipos o medios apropiados para que el trabajo se realice de manera segura.

Instalaciones de suministro y reparto de energía:

La instalación eléctrica de los lugares de trabajo en las obras deberá ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica. En todo caso, y a salvo de disposiciones específicas de la normativa citada, dicha instalación deberá satisfacer las condiciones que se señalan en los siguientes puntos de este apartado.

Las instalaciones deberán proyectarse, realizarse y utilizarse de manera que no entrañen peligro de incendio ni de explosión y de modo que las personas estén debidamente protegidas contra los riesgos de electrocución por contacto directo o indirecto.

El proyecto, la realización y la elección del material y de los dispositivos de protección deberán tener en cuenta el tipo y la potencia de la energía suministrada, las condiciones de los factores externos y la competencia de las personas que tengan acceso a partes de la instalación.

Vías y salidas de emergencia:

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

En caso de peligro, todos los lugares de trabajo deberán poder evacuarse rápidamente y en condiciones de máxima seguridad para los trabajadores.

El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como del número máximo de personas que puedan estar presente en ellos.

Las vías y salidas específicas de emergencia deberán señalizarse conforme al Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

Las vías y salidas de emergencia, así como las vías de circulación y las puertas que den acceso a ellas, no deberán estar obstruidas por ningún objeto, de modo que puedan utilizarse sin trabas en cualquier momento.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

**Detención y lucha contra incendios:**

Según las características de la obra y según las dimensiones y el uso de los locales, los equipos presentes, las características físicas y químicas de las sustancias o materiales que se hallen presentes, así como el número máximo de personas que puedan hallarse en ellos, se deberá prever un número suficiente de dispositivos apropiados de lucha contra incendios y, si fuera necesario, de detectores de incendios y sistemas de alarmas.

Dichos dispositivos de lucha contra incendios y sistemas de alarma deberán verificarse y mantenerse con regularidad. Deberán realizarse, a intervalos regulares, pruebas y ejercicios adecuados.

Los dispositivos no automáticos de lucha contra incendios deberán ser de fácil acceso y manipulación. Deberán estar señalizados conforme al Real Decreto sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo. Dicha señalización deberá fijarse en los lugares adecuados y tener la resistencia suficiente.

**Ventilación:**

Teniendo en cuenta los métodos de trabajo y las cargas físicas impuestas a los trabajadores, éstos deberán disponer de aire limpio en cantidad suficiente.

En caso de que se utilice una instalación de ventilación, deberá mantenerse en buen estado de funcionamiento y los trabajadores no deberán estar expuestos a corrientes de aire que perjudiquen su salud. Siempre que sea necesario para la salud de los trabajadores, deberá haber un sistema de control, que indique cualquier avería.

**Exposición a riesgos particulares:**

Los trabajadores no deberán estar expuestos a niveles sonoros nocivos ni a factores externos nocivos (por ejemplo, gases, vapores, polvo).

En caso de que algunos trabajadores deban penetrar en una zona cuya atmósfera pudiera contener sustancias tóxicas o nocivas, o no tener oxígeno en cantidad suficiente o ser inflamable, la atmósfera confinada deberá ser controlada y se deberán adoptar medidas adecuadas para prevenir cualquier peligro.

En ningún caso podrá exponerse a un trabajador a una atmósfera confinada de alto riesgo. Deberá, al menos, quedar bajo vigilancia permanente desde el exterior y deberán tomarse todas las debidas precauciones para que se le pueda prestar auxilio eficaz e inmediato.

**Temperatura:**

La temperatura deberá ser la adecuada para el organismo humano durante el tiempo de trabajo, cuando las circunstancias lo permitan, teniendo en cuenta los métodos de trabajo que se apliquen y las cargas físicas impuestas a los trabajadores.

**Iluminación:**

Los lugares de trabajo, los locales y las vías de circulación en la obra deberán disponer, en la medida de lo posible, de suficiente luz natural y tener una iluminación artificial adecuada y suficiente durante la noche y cuando no sea suficiente la luz natural. En su caso, se utilizarán puntos de iluminación portátiles con protección anti choques. El color utilizado para la iluminación artificial no podrá alterar o influir en la percepción de las señales o paneles de señalización.

Las instalaciones de iluminación de los locales, de los puestos de trabajo y de las vías de circulación deberán

estar colocadas de tal manera que el tipo de iluminación previsto no suponga riesgo de accidente para los trabajadores.

Los locales, los lugares de trabajo y las vías de circulación en las que los trabajadores estén particularmente expuestos a riesgos en caso de avería de la iluminación artificial deberán poseer una iluminación de seguridad de intensidad suficiente.

**Puertas y portones:**

Las puertas correderas deberán ir provistas de un sistema de seguridad que les impida salirse de los raíles y caerse.

Las puertas y portones que se abran hacia arriba deberán ir provistos de un sistema de seguridad que les impida volver a bajarse.

Las puertu y portones situados en el recorrido de las vías de emergencia deberán estar señalizados de manera adecuada.

En las proximidades inmediatas de los portones destinados sobre todo a la circulación de vehículos deberán existir puertas para la circulación de los peatones, salvo en caso de que el paso sea seguro para éstos. Dichas puertas deberán estar señalizadas de manera claramente visible y permanecer expeditas en todo momento.

Las puertas y portones mecánicos deberán funcionar sin riesgo de accidente para los trabajadores. Deberán poseer dispositivos de parada de emergencia fácilmente identificables y de fácil acceso y también deberán poder abrirse manualmente excepto si en caso de producirse una avería en el sistema de energía se abren automáticamente.

**Vías de circulación y zonas peligrosas:**

Las vías de circulación incluidas las escaleras, las escalas fijas y los muelles y rampas de carga deberán estar calculados, situados, acondicionados y preparados para su uso de manera que se puedan utilizar fácilmente, con toda seguridad y conforme al uso al que se les haya destinado y de forma que los trabajadores empleados en las proximidades de estas vías de circulación no corran riesgo alguno.

Las dimensiones de las vías destinadas a la circulación de personas o de mercancías, incluidas aquellas en las que se realicen operaciones de carga y descarga, se calcularán de acuerdo con el número de personas que puedan utilizarlas y con el tipo de actividad.

Cuando se utilicen medios de transporte en las vías de circulación, se deberá prever una distancia de seguridad suficiente o medios de protección adecuados para las demás personas que puedan estar presentes en el recinto.

Se señalarán claramente las vías y se procederá regularmente a su control y mantenimiento.

Las vías de circulación destinadas a los vehículos deberán estar situadas a una distancia suficiente de las puertas, portones, pasos de peatones, corredores y escaleras.

Si en la obra hubiera zonas de acceso limitado, dichas zonas deberán estar equipadas con dispositivos que eviten que los trabajadores no autorizados puedan penetrar en ellos. Se deberán tomar todas las medidas adecuadas para proteger a los trabajadores autorizados a penetrar en las zonas de peligro. Estas zonas deberán estar señalizadas de modo claramente visible.

**Muelles y rampas de carga:**

Loa muelles y rampas de carga deberán ser adecuados a las dimensiones de las cargas transportadas.

Los muelles de carga deberán tener al menos una salida y las rampas de la carga deberán ofrecer la seguridad de que los trabajadores no puedan caerse.

**Espacio de trabajo:**

Las dimensiones del puesto de trabajo deberán calcularse de tal manera que los trabajadores dispongan de la suficiente libertad de movimiento para sus actividades, teniendo en cuenta la presencia de todo el equipo y material necesario.

**Primeros auxilios:**

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en cada momento por

personal con la suficiente formación para ello. Así mismo deberán adoptarse medidas para garantizar la evacuación, a fin de recibir cuidados médicos, de los trabajadores accidentados por una indisposición repentina.

Cuando el tamaño de la obra o el tipo de actividad lo requieran, deberá contarse con uno o varios locales para primeros auxilios.

Los locales para primeros auxilios deberán estar dotados de las instalaciones y el material de primeros auxilios indispensables y tener fácil acceso para las camillas. Deberán estar señalizados conforme al Real Decreto sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.

En todos los lugares de trabajo en los que las condiciones de trabajo lo requieran deberá disponer también de material de primeros auxilios, debidamente señalado y de fácil acceso.

Una señalización claramente visible deberá indicar la dirección y el número de teléfono del servicio local de urgencia.

Servicios higiénicos:

Cuando los trabajadores tengan que llevar ropa especial de trabajo deberán tener a su disposición vestuarios adecuados.

Los vestuarios deberán ser de fácil acceso, tener las dimensiones suficientes y disponer de asientos e instalaciones que permitan a cada trabajador poder secar, si fuera necesario, su ropa de trabajo.

Cuando las circunstancias lo exijan (por ejemplo, sustancias peligrosas, humedad, suciedad), la ropa de trabajo deberá poder guardarse separando de la ropa de calle y de los efectos personales.

Cuando los vestuarios no sean necesarios en el sentido del párrafo primero de este apartado, cada trabajador deberá poder disponer de un espacio para colocar su ropa y sus objetos personales bajo llave.

Cuando el tipo de actividad o la salubridad lo requieran, se deberán poner a disposición de los trabajadores duchas apropiadas y en número suficiente.

Las duchas deberán tener dimensiones suficientes para permitir que cualquier trabajador se asee sin obstáculos y en adecuadas condiciones de higiene. Las duchas deberán disponer de agua corriente, caliente y fría. Cuando, con arreglo al párrafo primero de este apartado, no sean necesarias duchas, deberá haber lavabos suficientes y apropiados, con agua corriente, caliente si fuese necesario, cerca de los puestos de trabajo y de los vestuarios.

Si las duchas o los lavabos y los vestuarios estuvieran separadas, la comunicación entre unos y otros deberá ser fácil. Los trabajadores deberán disponer en las proximidades de sus puestos de trabajo, de los locales de descanso, de los vestuarios y de las duchas o lavabos, de locales especiales equipados con un número suficiente de retretes y de lavabos.

Los vestuarios, duchas, lavabos y retretes estarán separados para hombres y mujeres, o deberá preverse una utilización por separado de los mismos.

Locales de descanso o alojamiento:

Cuando lo exijan la seguridad y la salud de los trabajadores, en particular debido al tipo de actividad o el número de trabajadores, y por motivos de alejamiento de la obra, los trabajadores deberán poder disponer de locales de descanso y, en su caso, de locales de alojamiento de fácil acceso.

Los locales de descanso o de alojamiento deberán tener unas dimensiones suficientes y estar amueblados con un número de mesas y de asientos con respaldo acorde con el número de trabajadores.

Cuando no exista este tipo de locales, se deberá poner a disposición del personal otro tipo de instalaciones para que puedan ser utilizadas durante la interrupción de trabajo.

Cuando existan locales de alojamiento fijos, deberán disponer de servicios higiénicos en número suficiente, así como de una sala para comer y otra de esparcimiento.

Dichos locales deberán estar equipados de camas, armarios, mesas y sillas con respaldo acordes al número de trabajadores y se deberá tener en cuenta, en su caso, para su asignación, la presencia de trabajadores de ambos sexos.

En los locales de descanso o de alojamiento deberán tomarse medidas adecuadas de protección para los no

fumadores contra las molestias debidas al humo de tabaco.

Mujeres embarazadas y madres lactantes: Las mujeres embarazadas y las madres lactantes deberán tener la posibilidad de descansar tumbadas en condiciones adecuadas.

Trabajadores minusválidos:

Los lugares de trabajo deberán estar acondicionados teniendo en cuenta, en su caso, a los trabajadores minusválidos. Esta disposición se aplicará, en particular, a las puertas, vías de circulación, escaleras, duchas, lavabos, retretes y lugares de trabajo utilizados u ocupados directamente por trabajadores minusválidos.

Disposiciones varias:

Los accesos y el perímetro de la obra deberán señalizarse y destacarse de manera que sean claramente visibles e identificados.

En la obra, los trabajadores deberán disponer de agua potable y, en su caso, de otra bebida apropiada no alcohólica en cantidad suficiente, tanto en los locales que ocupen como cerca de los puestos de trabajo.

Los trabajadores deberán disponer de instalaciones para poder comer y en su caso para preparar sus comidas en condiciones de seguridad y salud.

### **PARTE B.- Disposiciones mínimas específicas relativas a los puestos de trabajo en las obras en el interior de los locales**

Observación preliminar: Las obligaciones previstas en la presente parte del anexo se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, las circunstancias o cualquier riesgo.

Estabilidad y solidez:

Los locales deberán poseer la estructura y la estabilidad apropiada para su tipo de utilización.

Puertas de emergencia:

Las puertas de emergencia deberán abrirse hacia el exterior y no deberán estar cerradas, de tal forma que cualquier persona que necesite utilizarlas en caso de emergencia pueda abrirlas fácil e inmediatamente.

Estarán prohibidas como puertas de emergencia las puertas correderas y puertas giratorias.

Ventilación:

Las puertas de emergencia deberán abrirse hacia el exterior y no deberán estar cerradas, de tal forma que cualquier persona que necesite utilizarlas en caso de emergencia pueda abrirlas fácil e inmediatamente.

Deberá eliminarse con rapidez todo depósito de cualquier tipo de suciedad que pudiera entrañar un riesgo inmediato para la salud de los trabajadores por contaminación del aire que respiran.

Temperatura:

La temperatura de los locales de descanso, de los locales para el personal de guardia, de los servicios higiénicos, de los comedores y de los locales de primeros auxilios deberá ser adecuada.

Las ventanas, los vanos de iluminación cenitales y los tabiques acristalados deberán permitir evitar una insolación excesiva, teniendo en cuenta el tipo de trabajo y uso del local.

Suelos, paredes y techos de los locales:

Los suelos de los locales deberán estar libres de protuberancias, agujeros o planos inclinados peligrosos, y ser fijos, y no resbaladizos.

Las superficies de los suelos, las paredes y los techos de los locales se deberán poder limpiar y enlucir para lograr condiciones de higiene adecuadas.

Los tabiques transparentes a translúcidos y, en especial, los tabiques acristalados situados en los locales o en las proximidades de los puestos de trabajo y vías de circulación, deberán estar claramente señalizados y fabricados con materiales seguros o bien estar separados de dichas puertas y vías para evitar que los trabajadores pueden golpearse con los mismos o lesionarse en caso de rotura de dichos tabiques.

Ventanas y vanos de iluminación cenital:

Las ventanas, vanos de iluminación cenital y dispositivos de ventilación deberán poder abrirse, cerrarse, ajustarse y fijarse por los trabajadores de manera segura. Cuando estén abiertas, no deberán quedar en posiciones que constituyan un peligro para los trabajadores.

Las ventanas y vanos de iluminación cenitales deberán proyectarse integrando los sistemas de limpiezas o deberán llevar dispositivos que permitan limpiarlas sin riesgo para los trabajadores que efectúen este trabajo ni para los demás trabajadores que se hallen presentes.

**Puertas y portones:**

La posición, el número, los materiales de fabricación y las dimensiones de las puertas y portones se determinarán según el carácter y el uso de los locales.

Las puertas transparentes deberán tener una señalización a la altura de la vista.

Las puertas y los portones que se cierren solos deberán ser transparentes o tener paneles transparentes.

Las superficies transparentes o translúcidas de las puertas a portones que no sean de materiales seguros deberán protegerse contra la rotura cuando ésta pueda suponer un peligro para los trabajadores.

**Vías de circulación:**

Para garantizar la protección de los trabajadores, el trazado de las vías de circulación deberá estar claramente marcado en la medida en que lo exijan la utilización y las instalaciones de los locales.

**Escaleras mecánicas y cintas rodantes:**

Las escaleras mecánicas y las cintas rodantes deberán funcionar de manera segura y disponer de todos los dispositivos de seguridad necesarios. En particular deben poseer dispositivos de parada de emergencia fácilmente identificables y de fácil acceso.

**Dimensiones y volumen de aire de los locales:**

Los locales deberán tener una superficie y una altura que permitan que los trabajadores lleven a cabo su trabajo sin riesgos para su seguridad, su salud y su bienestar.

### **PARTE C.- Disposiciones mínimas específicas relativas a los puestos de trabajo en las obras en el exterior de los locales**

Observación preliminar: Las obligaciones previstas en la presente parte del anexo se aplicarán siempre que lo exijan las características de la obra o de la actividad, la circunstancia o cualquier riesgo.

**Estabilidad y solidez:**

Los puestos de trabajo móviles o fijos situados por encima o por debajo del nivel del suelo deberán ser sólidos y estables teniendo en cuenta:

El número de trabajadores que lo ocupen.

Las cargas máximas, que, en su caso, puedan tener que soportar, así como su distribución.

Los factores externos que pudieran afectarles.

En caso de que los soportes y los demás elementos de estos lugares de trabajo no poseyeran estabilidad propia, se deberá garantizar su estabilidad mediante elementos de fijación apropiados y seguros con el fin de evitar cualquier desplazamiento inesperado e involuntario del conjunto o de parte de dichos puestos de trabajo.

Deberá verificarse de manera apropiada la estabilidad y la solidez, y especialmente después de cualquier modificación de la altura o de la profundidad del puesto de trabajo.

**Caídas de objetos:**

Los trabajadores deberán estar protegidos contra la caída de objetos o materiales; para ello se utilizarán, siempre que sea técnicamente posible, medidas de protección colectiva.

Cuando sea necesario, se establecerán pasos cubiertos o se impedirá el acceso a las zonas peligrosas.

Los materiales de acopio, equipos y herramientas de trabajo deberán colocarse o almacenarse de forma que se

evite su desplome, caída o vuelco.

#### Caídas de altura:

Las plataformas y pasarelas, así como los desniveles, huecos y aberturas existentes en los pisos de las obras, que supongan para los trabajadores un riesgo de caída de altura superior a 2 metros, se protegerán mediante barandillas u otro sistema de protección colectiva de seguridad equivalente. Las barandillas serán resistentes, tendrán una altura mínima de 90 centímetros y dispondrán de un reborde de protección, un pasamanos y una protección intermedia que impidan el paso o deslizamiento de los trabajadores.

Los trabajos en altura sólo podrán efectuarse, en principio, con la ayuda de equipos concebidos para tal fin, o utilizando dispositivos de protección colectiva, tales como barandillas, plataformas o redes de seguridad. Si por la naturaleza del trabajo ello no fuera posible, deberá disponerse de medios de acceso seguros y utilizarse cinturones de seguridad con anclaje u otros medios de protección equivalente.

La estabilidad y solidez de los elementos de soporte y el buen estado de las medidas de protección deberán verificarse previamente a su uso, posteriormente de forma periódica y cada vez que sus condiciones de seguridad puedan resultar afectadas por una modificación, período de no-utilización o cualquier otra circunstancia.

#### Factores atmosféricos:

Deberá protegerse a los trabajadores contra las inclemencias atmosféricas que puedan comprometer su seguridad y salud.

#### Escaleras:

Las plataformas de trabajo, las pasarelas y las escaleras deberán construirse, protegerse y utilizarse de forma que se evite que las personas caigan o estén expuestas a caídas de objetos. A tal efecto, sus medidas se ajustarán al número de trabajadores que vayan a utilizarlos.

Las escaleras de mano deberán cumplir las condiciones de diseño y utilización señaladas en el Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

#### Aparatos elevadores:

Los aparatos elevadores utilizados en las instalaciones serán plataformas de gasoil. Dichas plataformas y los accesorios de izado utilizados en las obras, deberán ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica.

En todo caso, y a salvo de disposiciones específicas de la normativa citada, las plataformas de gasoil y los accesorios de izado deberán satisfacer las condiciones que se señalan en los siguientes puntos de este apartado.

Las plataformas de gasoil y los accesorios de izado, incluidos sus elementos de fijación, anclajes y soportes, deberán:

Ser de buen diseño y construcción y tener una resistencia suficiente para el uso al que estén destinadas.

Instalarse y utilizarse correctamente.

Mantenerse en buen estado de funcionamiento.

Ser manejadas por trabajadores cualificados que hayan recibido una formación adecuada.

Las plataformas de gasoil, al igual que sus accesorios no podrán utilizarse para fines distintos de aquéllos a los que estén destinados.

#### Instalaciones, máquinas y equipos:

Las instalaciones, máquinas y equipos utilizados en las obras deberán ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica. En todo caso, y a salvo de disposiciones específicas de la normativa citada, las instalaciones, máquinas y equipos deberán satisfacer las condiciones que se señalan en los siguientes puntos de este apartado.

Las instalaciones, máquinas y equipos, incluidas las herramientas manuales o sin motor, deberán: Estar bien proyectados y contruidos, teniendo en cuenta, en la medida de la posible, los principios de la ergonomía.

Mantenerse en buen estado de funcionamiento.

Utilizarse exclusivamente para los trabajos que hayan sido diseñados.

Ser manejados por trabajadores que hayan recibido una formación adecuada.

Las instalaciones y los aparatos a presión deberán ajustarse a lo dispuesto en su normativa específica.

Instalaciones de distribución de energía:

Deberán verificarse y mantenerse con regularidad las instalaciones de distribución de energía presentes en la obra, en particular las que estén sometidas a factores externos.

Las instalaciones existentes antes del comienzo de la obra deberán estar localizadas, verificadas y señalizadas claramente.

Cuando existan líneas de tendido eléctrico aéreas que puedan afectar a la seguridad en la obra será necesario desviarlas fuera del recinto de la obra a dejarlas sin tensión. Si esto no fuera posible, se colocarán barreras o avisos para que los vehículos y las instalaciones se mantengan alejadas de las mismas. En caso de que los vehículos de la obra tuvieran que circular bajo el tendido se utilizará una señalización de advertencia y una protección de delimitación de altura.

Estructuras metálicas o de hormigón, encofrados y piezas prefabricadas pesada:

Las estructuras metálicas o de hormigón y sus elementos, los encofrados, las piezas prefabricadas pesadas o los soportes temporales y los apuntalamientos sólo se podrán montar o desmontar bajo la vigilancia, control y dirección de una persona competente.

Los encofrados, los soportes temporales y los apuntalamientos deberán proyectarse, calcularse, montarse y mantenerse de manera que puedan soportar sin riesgo las cargas a que sean sometidos.

Deberán adoptarse las medidas necesarias para proteger a los trabajadores contra los peligros derivados de la fragilidad e inestabilidad temporal de la obra.

Otros trabajos específicos:

Los trabajos de derribo o demolición que puedan suponer un peligro para los trabajadores deberán estudiarse, planificarse y emprenderse bajo la supervisión de una persona competente y deberán realizarse adoptando las precauciones, métodos y procedimientos apropiados.

En los trabajos en tejados deberán adoptarse las medidas de protección colectiva que sean necesarias, en atención a la altura, inclinación o posible carácter por estado resbaladizo, para evitar la caída de trabajadores, herramientas o materiales. Así mismo, cuando haya que trabajar sobre o cerca de superficies frágiles, se deberán tomar las medidas preventivas adecuadas para evitar que los trabajadores las pisen inadvertidamente o caigan a través suyo.

Los trabajos con explosivos, así como los trabajos en cajones de aire comprimido se ajustarán a lo dispuestos en su normativa específica.

Las ataguías deberán estar bien construidas, con materiales apropiados y sólidos, con una resistencia suficiente y provistas de un equipamiento adecuado para que los trabajadores puedan ponerse a salvo en caso de irrupción de agua y de materiales.

La construcción, el montaje, la transformación o el desmontaje de una ataguía deberá realizarse únicamente bajo la vigilancia de una persona competente. Asimismo, las ataguías deberán ser inspeccionadas por una persona competente a intervalos regulares.

## 5.7. Riesgos laborales no eliminables completamente

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser completamente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deberán adaptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos. La primera tabla se refiere a aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra, y las restantes a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que ésta puede dividirse.

<b>TODA LA OBRA</b>	
<b>RIESGOS</b>	
Caídas de operarios al mismo nivel	
Caídas de operarios a distinto nivel	
Caídas de objetos sobre operarios	
Caídas de objetos sobre terceros	
Fuentes vientos	
Trabajos en condiciones de humedad	
Contactos eléctricos directos e indirectos	
Cuerpos extraños en los ojos	
<b>MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS</b>	<b>GRADO DE ADOPCIÓN</b>
Orden y limpieza de las vías de circulación	Permanente
Orden y limpieza de los lugares de trabajo	Permanente
Recubrimiento, o distancia de seguridad (1m) a líneas eléctricas de B.T	Permanente
Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra)	Permanente
No permanecer en el radio de acción de las maquinas	Permanente
Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento	Permanente
Señalización de la obra (señales y carteles)	Permanente
Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia	Permanente
Extintor de polvo seco, de eficacia 21A - 113B	Permanente
Evacuación de escombros	Permanente
Escaleras auxiliares	Ocasional
Información específica	Para riesgos concretos

<b>EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL (EPIs)</b>	<b>EMPLEO</b>
Casco de seguridad homologado	Permanente
Calzado protector	Permanente
Ropa de trabajo	Permanente
Ropa impermeable o de protección	Con mal tiempo
Gafas de seguridad	Frecuente
cinturones de protección del tronco	Ocasional

Tabla 24: Riesgos laborales no eliminables.

<b>FASE: INSTALACIONES</b>	
<b>MEDIDAS ALTERNATIVAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN</b>	<b>GRADO DE EFICACIA</b>
<b>RIESGOS</b>	
Cortes por manejo de herramientas manuales	
Cortes por manejo de guías y conductores	
Golpes por manejo de herramientas manuales	
Electrocución o quemaduras por mala protección de cuadros eléctricos	
Electrocución o quemaduras por maniobras incorrectas en las líneas	
Electrocución o quemaduras por falta de aislamiento en las herramientas	
Electrocución o quemaduras por puenteo de los mecanismos de protección	
Electrocución o quemaduras por conexionado directo sin clavijas macho-hembra	
Inhalación de sustancias tóxicas procedentes de materiales de pegado de saneamiento	
Dermatitis por contacto con diversos materiales	
Quemaduras por soldadura de tuberías de agua y gas refrigerante	
Incendios por incorrecto montaje de la instalación eléctrica	
<b>MEDIDAS PREVENTIVAS Y PROTECCIONES COLECTIVAS</b>	<b>GRADO DE ADOPCIÓN</b>

El montaje de los aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista	Siempre
Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de clavijas macho – hembra	Siempre
Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo tijera, dotadas de zapatas antideslizantes y elemento limitador de apertura	Siempre
Las herramientas a utilizar por los instaladores estarán protegidas por material aislante normalizado contra contactos eléctricos	Siempre
Para evitar la conexión accidental a la red, el último cableado que se ejecutará será el que va al cuadro general de mando y protección	Siempre
Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra antes de ser iniciadas	Siempre
Las pruebas de funcionamiento de la instalación frigorífica serán realizadas por personal competente	Siempre
<b>EQUIPOS DE PROTECCIÓN INDIVIDUAL (EPIs)</b>	<b>EMPLEO</b>
Casco de seguridad homologado	Permanente
Botas de seguridad	Frecuente
Botas aislantes de electricista	Frecuente
Gafas de seguridad	Ocasional
Guantes de cuero o goma	Ocasional
Cinturones y arneses de seguridad	Ocasional
Mástiles y cables fiadores	Ocasional

Tabla 25: Medidas de prevención y protección.

Las protecciones colectivas y personales que se definen, así como, las normas que se señalan tienen carácter de obligatorias, y el hecho de incluirlas en el presente documento obedece a razones metodológicas, teniendo, no obstante, el mismo carácter que si estuvieran insertadas en el pliego de condiciones.

## 5.8. EPIS

- Casco homologado con barbuquejo apto para trabajos en altura
- Guantes anticorte para trabajos mecánicos
- Guantes aislantes de protección eléctrica para trabajos eléctricos

- Botas con puntera metálica para trabajos mecánicos
- Botas especiales para trabajos eléctricos
- Arnés anticaídas
- Elementos de enganche Arnés-línea de vida

## **5.9. EPCS**

- Líneas de vida de tipo permanente
- Red anticaídas o elemento similar para protección de lucernarios/claraboyas
- Medidas de balizamiento para acopios, lucernarios, ubicación de maquinaria trabajando, trabajos de especial atención, zonas de exclusión de trabajos...

## **5.10. Servicios higiénicos**

Los servicios higiénicos serán los existentes en las instalaciones, aportados por el cliente.

## **5.11. Lucernarios**

Se deberá tener especial cuidado con los lucernarios y claraboyas que se puedan presentar en la cubierta de las instalaciones del cliente.

Esos elementos deberán estar debidamente señalizados bien con conos o con cintas rojas y blancas.

## 6 MEDICIONES Y PRESUPUESTOS

Código	Resumen	Cantidad	Precio (€)	Importe (€)
<b>CAPITULO 1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>				
<b>1.1</b>	<p><b>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE 455 W DE POTENCIA PICO</b></p> <p>Instalación de 864 módulos fotovoltaicos con una potencia pico de 455Wp incluido el conexionado de todo el campo solar, así como medios de elevación necesarios.</p>	864,00	220,80	190.771,20
<b>1.2</b>	<p><b>ESTRUCTURA FOTOVOLTAICA COPLANAR</b></p> <p>Instalación de estructuras coplanares sobre cubierta inclinada para cada conjunto de 6 módulos fotovoltaicos, así como los medios de elevación necesarios.</p>	144,00	150,00	21.600
<b>1.3</b>	<p><b>INVERSOR FOTOVOLTAICO DE 185 KW DE POTENCIA NOMINAL</b></p> <p>Instalación de dos inversores fotovoltaicos Huawei con una potencia de 185 kW nominal o similar.</p>	2,00	9.580,00	19.160,00
<b>1.4</b>	<p><b>CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA PARA TODA LA INSTALACIÓN</b></p> <p>Instalación de cableado en corriente continua para el conexionado de módulos fotovoltaicos, incluidos todos los medios necesarios para la instalación, así como bandejas y soportes.</p>	1,00	15.842,50	15.842,50
<b>1.5</b>	<p><b>MONITORIZACIÓN INSTALACION FOTOVOLTAICA</b></p> <p>Dispositivo de monitorización necesario SmartLogger 3000A</p>	1,00	995,00	995,00
<b>1.6</b>	<p><b>INSTALACIÓN DE CORRIENTE ALTERNA</b></p> <p>Instalación de corriente alterna, incluido el conexionado desde los inversores fotovoltaicos hasta los cuadros eléctrico, incluido las conexiones necesarias,</p>	1,00	13.095,30	13.095,30

	cuadros de baja tensión y protecciones necesarias. Y también los medios necesarios para su instalación.			
<b>1.7</b>	<b>SEGURIDAD Y SALUD</b> Estudio de seguridad y salud para instalaciones fotovoltaicas	1,00	2.400,00	2.400,00
<b>1.8</b>	<b>PROYECTO Y LEGALIZACIÓN</b> Proyecto, legalización y dirección de toda la instalación fotovoltaica.	1,00	13.200,88	13.200,88
<b>1.9</b>	<b>MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA</b> Todo el personal técnico necesario a la hora de comenzar el montaje de la instalación correspondiente.	1,00	18.400,00	18.400,00
<b>TOTAL CAPITULO INSTALACION FOTOVOLTAICA.....</b>				<b>295.464,88 €</b>

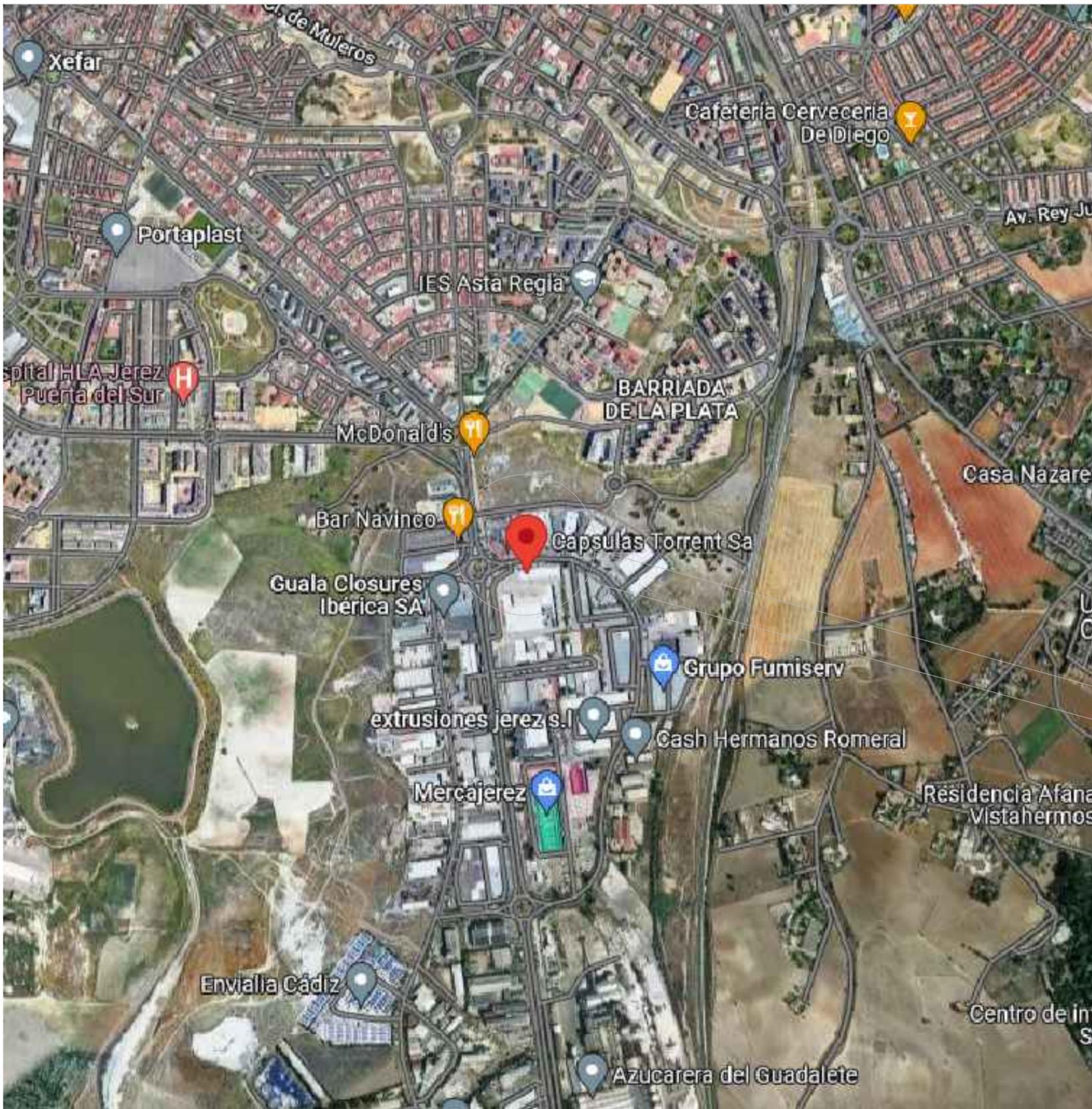
**Asciende el coste de ejecución de la instalación fotovoltaica a DOSCIENTOS NOVENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS SESENTA Y CUATRO CON SESENTA Y OCHO CÉNTIMOS DE EURO.**

# 7 PLANOS

---

## ÍNDICE

- Plano 01: Emplazamiento
- Plano 02: Implantación en cubierta
- Plano 03: Implantación en cubierta con string
- Plano 04: Esquema unifilar
- Plano 05: Detalle constructivo



C/ MARRUECOS ,1 - CAPSULAS TORRENTS SL.

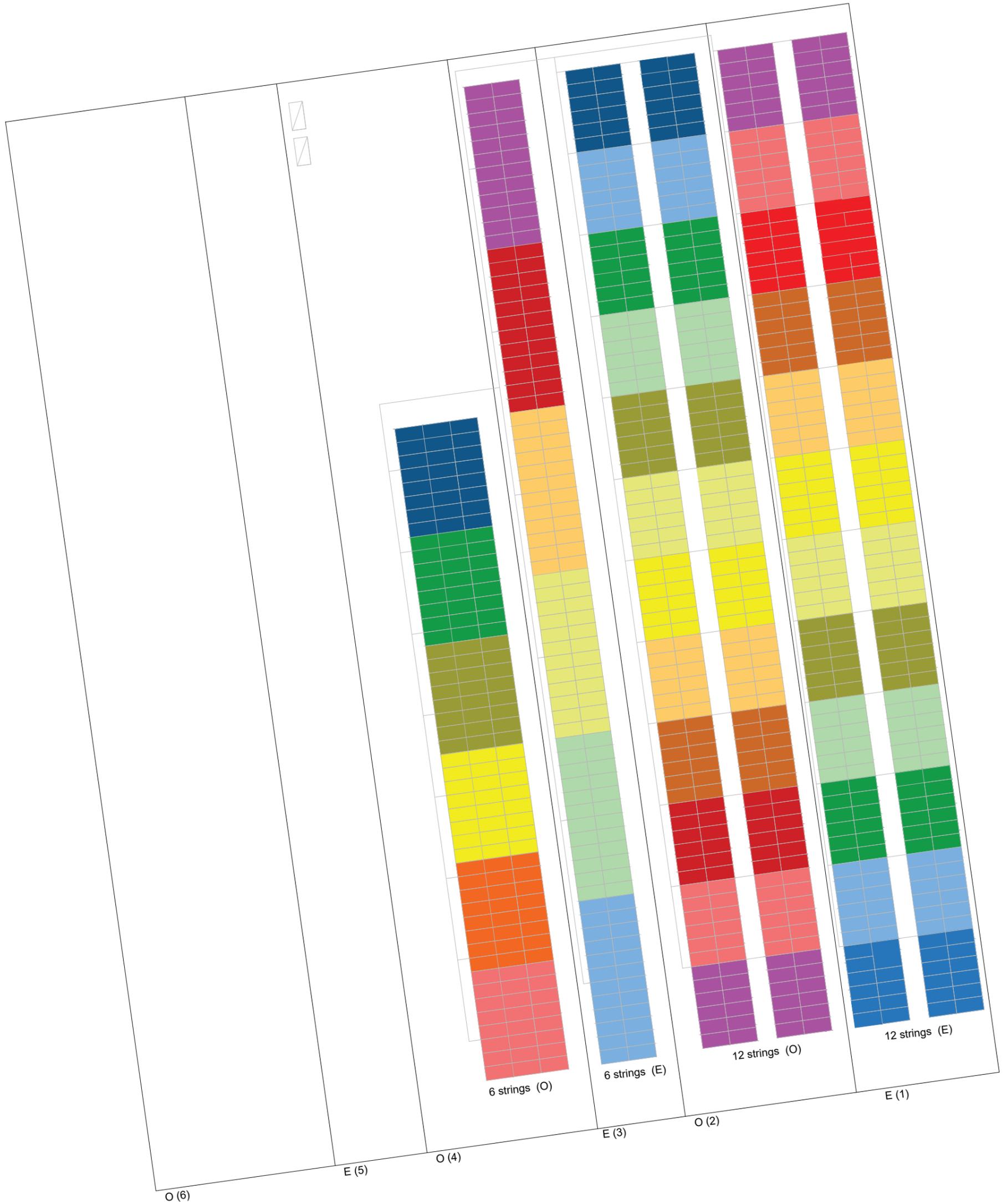




# PLANTA DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES FOTVOLTAÍCOS EN CUBIERTA NAVE INDUSTRIAL

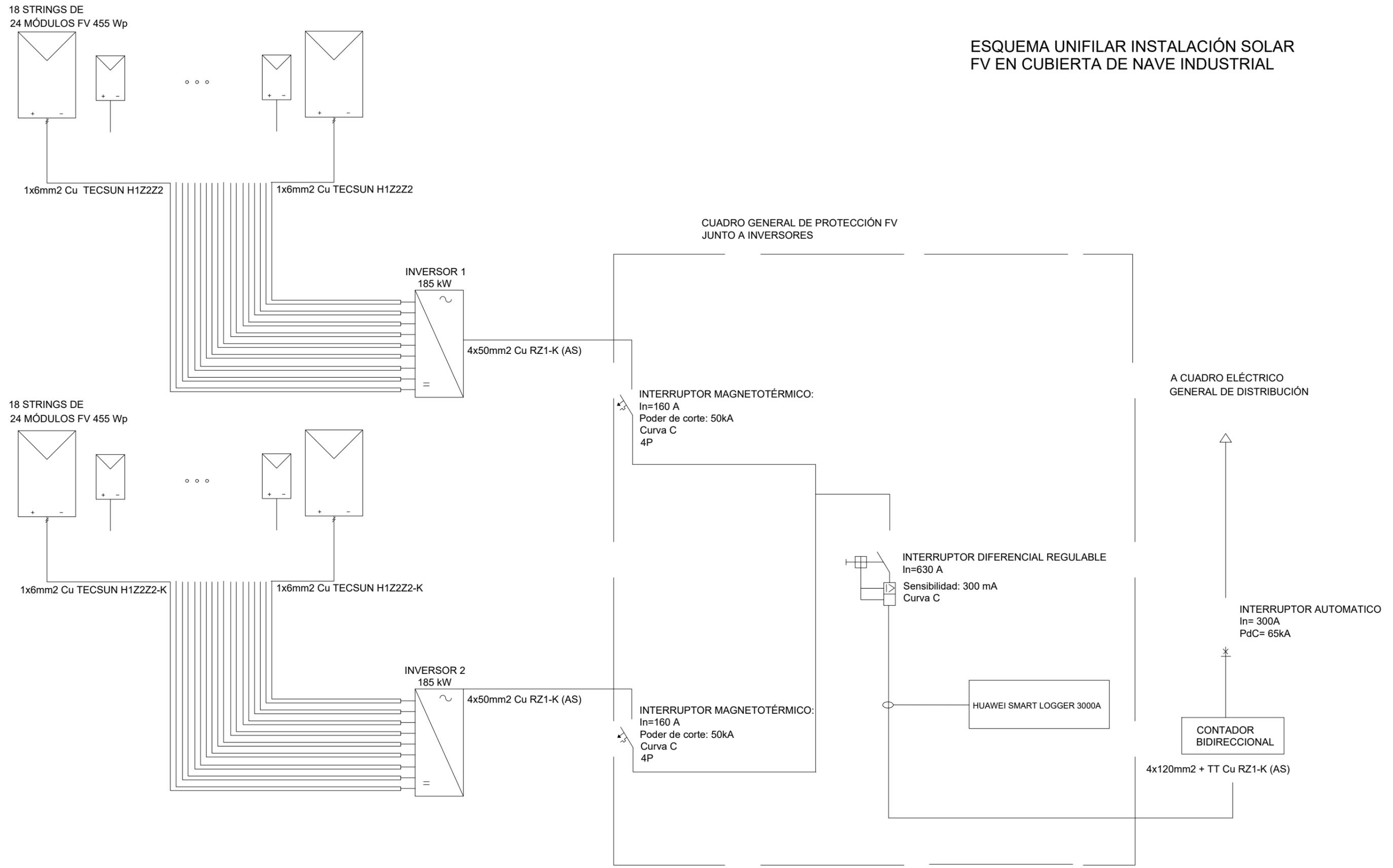


□ Cada 24 Módulos = 1 STRING

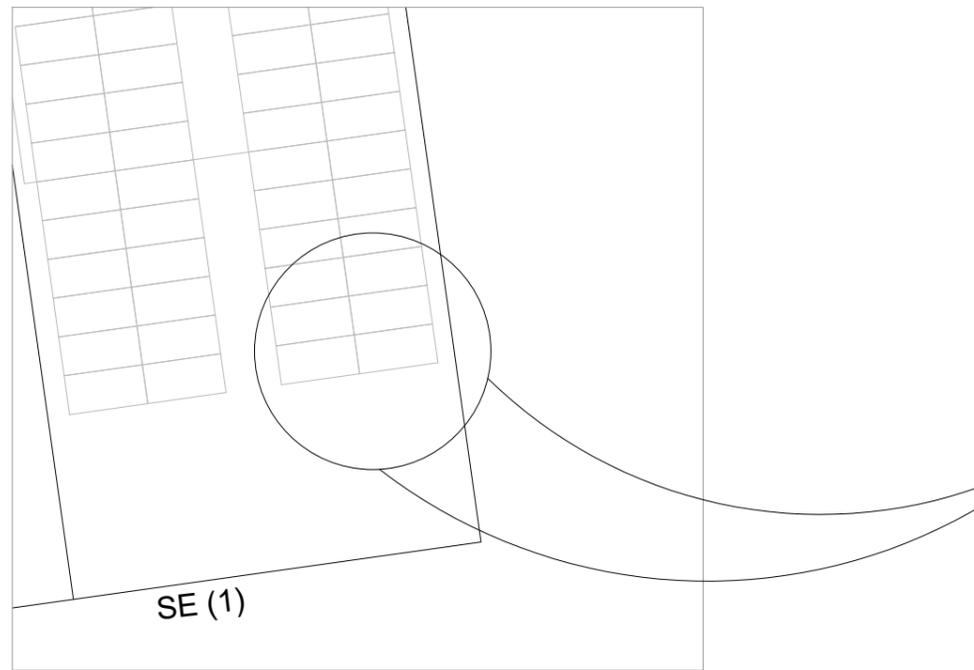


□ Cada 24 Módulos = 1 STRING

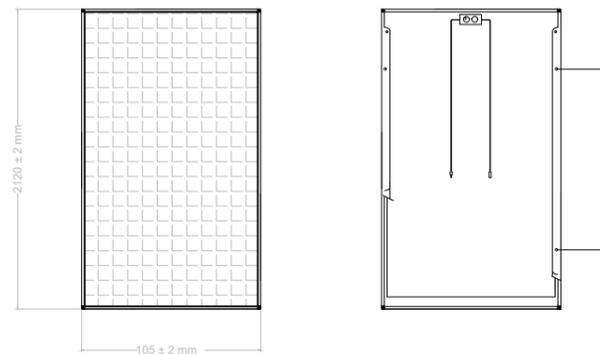
# ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN SOLAR FV EN CUBIERTA DE NAVE INDUSTRIAL



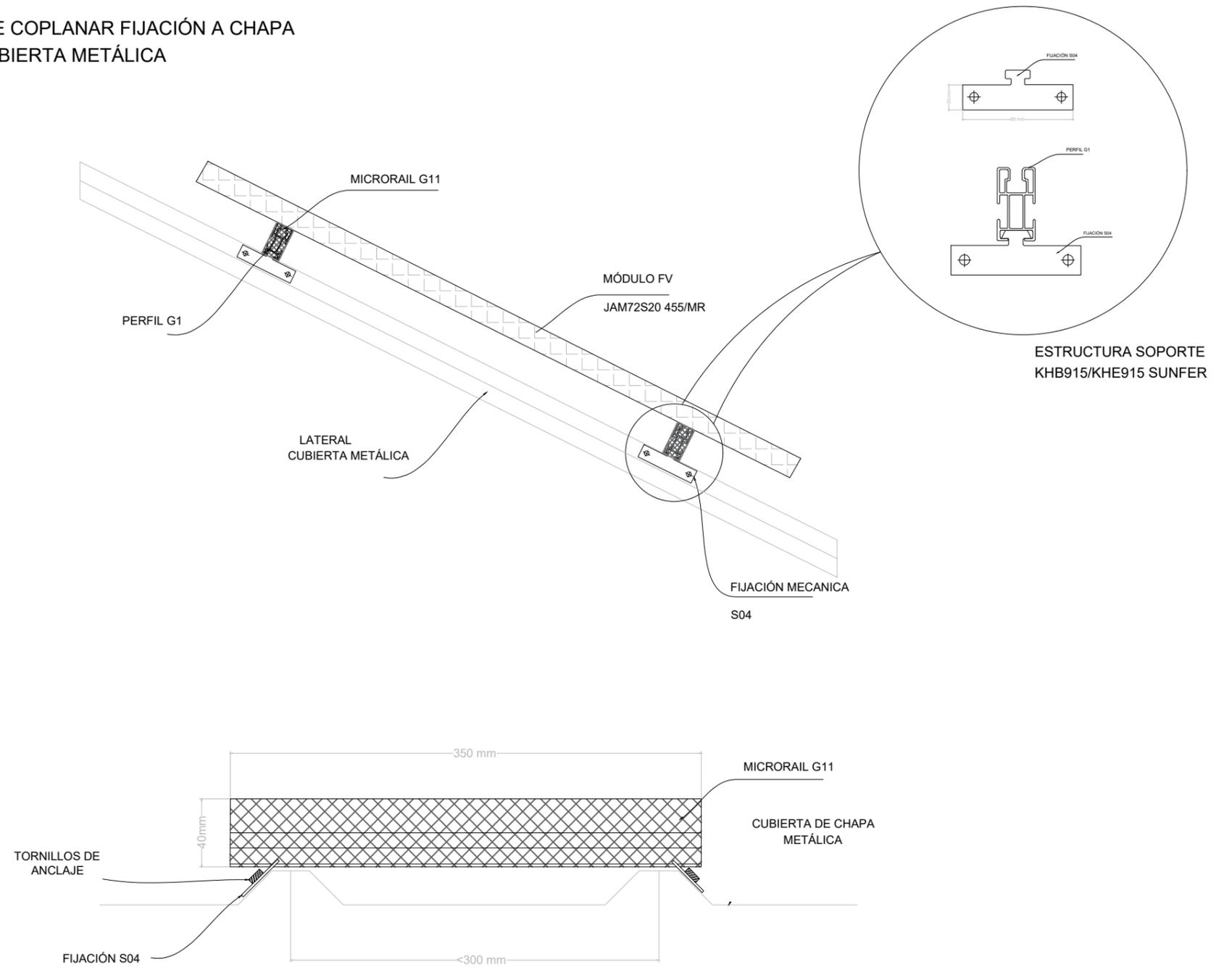
# ZOOM DETALLE PLACA FV



MÓDULO FOTOVOLTAICO JA SOLAR JAM72 S20-455/MR



## SOPORTE COPLANAR FIJACIÓN A CHAPA PARA CUBIERTA METÁLICA



# REFERENCIAS

---

- [1] B. Pérez, Todo lo que necesitas saber sobre la energía fotovoltaica para Dummies, vol. 2, 2020.
- [2] *El origen de la energía solar fotovoltaica*. Extraído de: <https://www.axialstructural.com/el-origen-de-la-energia-solar-fotovoltaica>. Consultado el 3 de abril de 2022.
- [3] S. F. Europe, *Radiación Solar*, extraído de: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>. Consultado el 21 de marzo, 2022.
- [4] Isidro María Santos Raéz, «Apuntes Instalaciones fotovoltaica UMA 4º GIEN».
- [5] Meléndez, F. *Instrumentos para medir la radiación solar*. Extraído de: <https://somosadvance.com/expertise/instrumentos-para-medir-la-radiacion-solar>. Consultado el 1 de abril de 2022.
- [6] Gómez, J.L., *¿Qué son los semiconductores y para qué se utilizan?* Extraído de: <https://www.diariomotor.com/que-es/tecnologia/semiconductores>. Consultado el 27 de marzo de 2022.
- [7] HelioEsfera, *Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico*. Extraído de: <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico>. Consultado el 30 de abril de 2022.
- [8] BOE, *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica*. Núm. 83, sección I, pág. 35674. Sábado, 6 de abril de 2019.
- [9] Idae, *Guía profesional de tramitación de autoconsumo*. Extraído de [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/2022\\_04\\_Guia\\_Profesional\\_Tramitacion\\_autoconsumo\\_v.4.0.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2022_04_Guia_Profesional_Tramitacion_autoconsumo_v.4.0.pdf). Consultado el 23 de marzo, 2022.
- [10] IEA, *Climate change*. Extraído de: <https://www.iea.org/topics/climate-change>. Consultado el 30 de marzo de 2022.
- [11] Red eléctrica de España, *La potencia instalada de solar fotovoltaica en España aumenta casi un 30% en 2021*. Extraído de: <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2022/03/potencia-instalada-solar-fotovoltaica-en-espana-aumenta-casi-un-30-por-ciento-en-2021>. Consultado el 2 de abril de 2022.
- [12] Red eléctrica de España. *El sistema eléctrico español*. Extraído de: [https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance\\_ISE\\_2021.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/publication/2022/03/downloadable/Avance_ISE_2021.pdf). Consultado el 7 de abril de 2022.
- [13] Selectra, *¿Qué inversor solar elegir para tu instalación de placas solares?* Extraído de: <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/inversor-solar#que-es>. Consultado el 7 de abril de 2022.
- [14] Aros Solar Technology, *Tecnología de los inversores para instalaciones conectadas a la red*. Extraído de: <http://www.aros-solar.com/es/tecnologia-de-los-inversores-para-instalaciones-conectadas-a-la-red>. Consultado el 8 de abril de 2022.

- [15] Muñoz, A., Solarfam. *Trámites para proyectos de autoconsumo fotovoltaico en industrias*. Extraído de: <https://solarfam.com/tramites-para-proyectos-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-industrias>. Consultado el 13 de abril de 2022.
- [16] Selectra, *¿Qué tipo de permisos y licencias deben solicitarse para instalar placas solares?* Extraído de: <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa#permisos-y-licencias>. Consultado el 13 de abril de 2022.
- [17] Prysmian Group, *Cables y accesorios para instalaciones fotovoltaicas*. Extraído de: <https://www.prysmianclub.es/wp-content/uploads/2021/03/Ei-CatalCablesAccesoriosFotovoltaicos-alta.pdf>. Consultado el 13 de abril de 2022.
- [18] GreenHeiss, *Situación de las energías renovables en España*. Extraído de: <https://www.greenheiss.com/situacion-de-las-energias-renovables-en-espana/>. Consultado el 20 de abril de 2022.

# GLOSARIO

---

ISO: International Organization for Standardization	4
UNE: Una Norma Española	4
CC: Corriente Continua.	34, 36, 37, 60
CA: Corriente Alterna.	36, 58, 59, 62
CAU: Código de autoconsumo.	39
CGD: Cuadro General de Distribución.	35, 37, 59
CGP: Cuadro General de protección.	34, 35, 57, 59
CTE: Código Técnico en la Edificación.	42
IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.	38, 40
ITC-BT: Instrucciones técnicas complementarias del reglamento electrotécnico de baja tensión.	20, 36, 38, 40, 55, 56, 62
MPPT: Seguidor del punto de máxima potencia.	30, 31, 32,33, 34, 45, 46
PMP: Punto de máxima potencia.	29, 31, 44, 45
REBT: Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión	35, 36, 37, 38, 39, 43, 55
XLPE: Aislamiento de polietileno reticulado.	31, 56, 58, 59, 61