



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA
AUTOCONSUMO CONECTADA A RED: ANÁLISIS MEDIANTE SIMULACIÓN
POR ORDENADOR DE LA VIABILIDAD DE LA INSTALACIÓN Y CÁLCULOS
TENSIONALES DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS MÓDULOS
FOTOVOLTAICOS.

AUTOR: JAVIER HERNÁNDEZ POVEDA

TUTORES: ROSER SABATER I SERRA
VICENTE DONDERIS QUILES

FECHA DE DEFENSA: SEPTIEMBRE DE 2021

ÍNDICE DOCUMENTOS

CAPÍTULO 1: MEMORIA	Pág. 5
ANEXO 1: CÁLCULOS ELÉCTRICOS	Pág. 61
ANEXO 2: ESTUDIO MECÁNICO	Pág. 85
ANEXO 3: FICHAS TÉCNICAS	Pág. 115
ANEXO 4: INFORMES PVSYST	Pág. 121
CAPÍTULO 2: PLIEGO DE CONDICIONES	Pág. 143
CAPÍTULO 3: PRESUPUESTO	Pág. 177
CAPÍTULO 4: PLANOS	Pág. 199
CAPÍTULO 5: REFERENCIAS Y SOFTWARE	Pág. 209



CAPÍTULO 1: MEMORIA



ÍNDICE MEMORIA

1. OBJETO	9
2. ALCANCE	10
3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	12
4. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA	13
5. INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS	15
5.1. Características de las instalaciones solares fotovoltaicas	15
5.2. Características de instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo	17
5.3. Justificación de la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas	18
5.4. Elementos de las instalaciones solares fotovoltaicas	20
5.4.1. Módulos fotovoltaicos	20
5.4.2. Inversor	21
6. CRITERIOS DE DISEÑO	28
6.1. Selección del autoconsumo fotovoltaico	28
6.2. Consideraciones de partida	28
6.2.1. Curva de consumo simulada	28
6.3. Diseño de la instalación	31
6.3.1. Parámetros a considerar	31
6.3.2. Criterio físico: Distribución de los módulos	31
6.3.3. Criterio mecánico: Estudio de la estructura	33
6.3.4. Criterio electrónico: Conexión de los módulos	33
6.3.5. Criterio eléctrico de los conductores	36
6.3.6. Requisitos de la instalación	37
7. DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO	38
7.1. Datos meteorológicos	38
7.2. Simulación de producción anual con PVsyst	39
7.3. Alternativas de instalación	39
7.3.1. Alternativa 1: Instalación de máxima producción	40
7.3.2. Alternativa 2: Instalación de máximo rendimiento	43
7.4. Conclusión diseño	47
8. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN	48
8.1. Configuración eléctrica	48
8.2. Componentes de la instalación	49
8.2.1. Módulos fotovoltaicos	49
8.2.2. Inversor fotovoltaico	49



8.2.3.	Dispositivo de gestión de comunicaciones y monitorización.....	52
8.2.4.	Estructura soporte de módulos.....	53
8.3.	Instalación eléctrica.....	53
8.3.1.	Instalación de corriente continua (CC).....	53
8.3.2.	Instalación de corriente alterna (CA)	54
8.4.	Protecciones eléctricas.....	55
8.4.1.	Protecciones contra sobrecorrientes	55
8.4.2.	Protecciones contra sobretensiones.....	56
8.4.3.	Protecciones contra contactos directos.....	56
8.4.4.	Protecciones contra contactos indirectos.....	56
8.4.5.	Protecciones instaladas.....	57
8.5.	Puesta a tierra	58
8.6.	Armónicos y compatibilidad electromagnética	59
8.7.	Sistema de monitorización.....	59

1. OBJETO

El presente **Trabajo de Fin de Máster** tiene como objetivo diseñar y realizar un estudio en detalle de una instalación solar fotovoltaica de conexión a red para autoconsumo con excedentes ubicada sobre la cubierta de una nave industrial dedicada a la manufactura de recambios para vehículos eléctricos situada en el municipio de Ibi (Alicante).

En el diseño y análisis del presente TFM se abarcarán los campos de la mecánica, eléctrica, electrónica y comunicaciones de los elementos que estén presentes en la instalación, de conjunto de elementos o de la instalación global, según corresponda para cada elemento, con el objetivo de poner en práctica los conocimientos adquiridos durante el transcurso del Máster.

Cabe destacar que, a pesar de que el trabajo en general está muy enfocado al ámbito profesional, la nave industrial seleccionada es ficticia, ya que la finalidad de este trabajo no consiste en realizar un proyecto que vaya a llevarse a cabo, sino que se pretende aplicar los conocimientos adquiridos durante el transcurso del máster a una aplicación que pueda ser similar a un caso real. Por lo tanto, los datos que puedan aparecer en el presente documento serán completamente inventados, únicamente de carácter académico, de forma que no se incumplirá la ley de protección de datos actual.

Este Trabajo de Fin de Máster no puede considerarse como un proyecto, ya que no contiene apartados fundamentales, como Estudio Básico de Seguridad y Salud o Plan de Gestión de Residuos, para ser considerado como tal. Por este motivo las referencias que se harán al mismo a lo largo del propio TFM serán “documento” o “trabajo”.

2. ALCANCE

El presente documento abarcará los siguientes aspectos de la instalación solar fotovoltaica:

- Selección del tipo de instalación solar fotovoltaica de acuerdo a las características y las necesidades de la industria donde se situará.
- Diseño de la distribución y conexión eléctrica de los módulos fotovoltaicos e inversores de diversas alternativas para la instalación solar.
- Diseño y análisis energético de diversas alternativas para la instalación a través del software de simulación de plantas solares PVsyst.
- Selección de la instalación solar fotovoltaica final que se desarrollará a lo largo del documento.
- Cálculo y selección de los conductores eléctricos que estarán presentes en la instalación.
- Cálculo y selección de las protecciones eléctricas contra cortocircuitos, contactos indirectos y sobretensiones.
- Modelado 3D a través de software SolidWorks de los componentes de la estructura portante de los módulos fotovoltaicos.
- Cálculo y estudio de las tensiones y deformaciones que se puedan dar en la estructura portante de los módulos de acuerdo a los criterios establecidos por el CTE mediante el método de elementos finitos a través del software Workbench.

El documento contiene:

- 1) **Memoria descriptiva** donde se introducen los conceptos generales de las instalaciones solares fotovoltaicas y se describen las condiciones de diseño de la instalación, así como los elementos necesarios que forman parte de la instalación. La memoria también incluye los siguientes anexos:
 - 1) **Cálculos eléctricos** en los que se muestran los criterios que se han seguido para determinar la validez de los elementos eléctricos seleccionados (conductores eléctricos y protecciones), así como el diseño de la instalación de puesta a tierra.
 - 2) **Estudio mecánico** donde se comprueba la validez mecánica de la estructura portante de los módulos solares fotovoltaicos mediante métodos de cálculo computacionales. El estudio consistirá en una primera parte de obtención del modelo simplificado de la estructura y la segunda parte de cálculo computacional según las condiciones determinadas para ese tipo de estructuras.
 - 3) **Fichas técnicas** de los principales componentes que estarán presentes en la instalación.
 - 4) **Informes** de diseño generados por PVsyst, en el que se muestra en detalles los datos y condiciones establecidos para la simulación de la instalación.
- 2) **Pliego de condiciones** donde se establecen las consideraciones pertinentes para llevar a cabo la instalación de los elementos y componentes presentes en la instalación solar fotovoltaica, así como las condiciones generales de obligatorio cumplimiento para la tramitación y legalización de la instalación.



- 3) **Presupuesto** donde se estimará de manera aproximada el coste desglosado por capítulos de los elementos y factores presentes en la instalación que influyen directa e indirectamente en el proceso de diseño y construcción de la instalación, así como el coste global de cada capítulo y presupuesto total de la instalación.
- 4) **Planos** representativos de la propia instalación, la ubicación de la instalación, la nave industrial donde se emplazará la instalación y otros dibujos que sean de interés para representar de manera gráfica la instalación diseñada o sus componentes en este documento.
- 5) **Referencias y software.** Listado de la bibliografía que ha servido de apoyo para realizar el trabajo.

3. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La instalación objeto de este informe se llevará a cabo en una nave industrial situada en el término municipal de Ibi en la provincia de Alicante, España.

Las coordenadas **UTM30 ETRS89** de la instalación son las siguientes:

- Latitud: 38° 36' 35" N
- Longitud: 0° 35' 32" O
- Altitud: 665 msnm

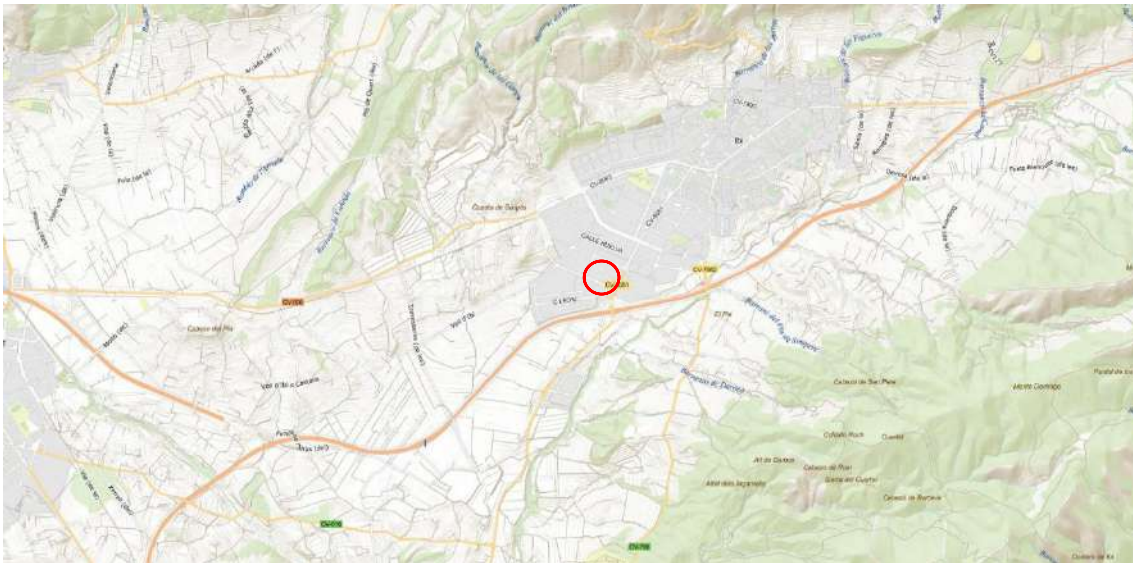


Ilustración 1: Situación de la nave industrial objeto de este documento.

La situación de la nave industrial respecto al municipio más cercano, en este caso Ibi, se puede observar con más detalle en el plano 1 “Situación” del apartado planos de este documento. La localización exacta de la industria se presenta en el plano 2 “Emplazamiento”, en el que se muestra la ubicación detallada en planta de la nave industrial.

La superficie ocupada que abarca el conjunto de toda la nave industrial es de 4.676 m² (Véase plano 3 “Alzado y planta de la nave industrial”). Al ser esta superficie tan amplia, se podrá realizar una instalación que satisfaga la demanda de energía de toda la nave industrial.

4. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA

LEGISLACIÓN NACIONAL

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto Ley 15/2018 de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo (BOE núm. 243, de 10/10/2015).
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE nº 140 de 10/06/2014).
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE núm. 310, de 27/12/2013) y sus modificaciones.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (BOE núm. 295, de 08/12/2011) y sus modificaciones.
- Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (BOE nº 224, de 18/09/2002).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (BOE núm. 310, de 27 de diciembre de 2000; con corrección de errores en BOE núm. 62, de 13 de marzo de 2001) y sus modificaciones.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales (Edición actualizada 6 de agosto 2021).
- Real Decreto 1627/1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras.
- Real Decreto 486/1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 485/1997, sobre Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Normativa UNE de obligado cumplimiento.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones destinadas a autoconsumo (IDAE).

LEGISLACIÓN AUTONÓMICA

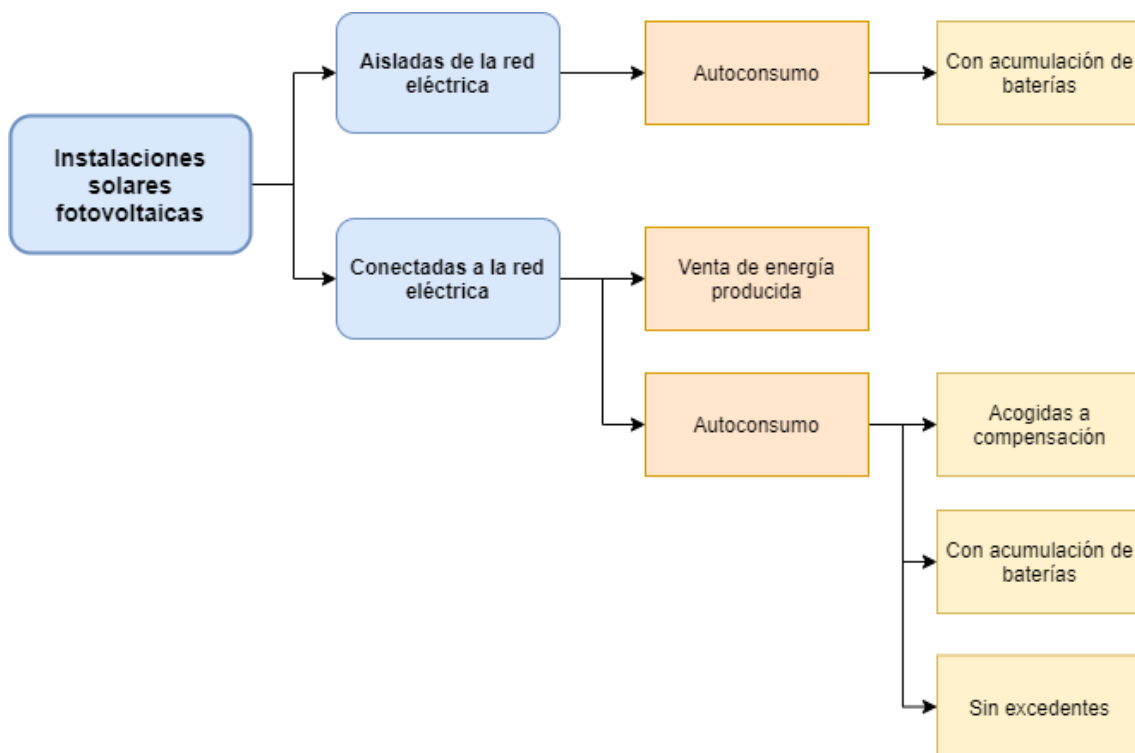
- Ley 2/2012, de 14 de junio, de la Generalitat, de Medidas Urgentes de Apoyo a la iniciativa Empresarial y a los Emprendedores, Microempresas y Pequeñas y Medianas Empresas de la Comunidad Valenciana (DOCV núm. 6800, de 20/06/2012).
- Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, del Consell, de medidas para acelerar la implantación de instalaciones para el aprovechamiento de las energías renovables por la emergencia climática y la necesidad de la urgente reactivación económica. [2020/6812] (DOGV núm. 8893 de 28.08.2020)
- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat (DOCV núm. 4999, de 05/05/2005).
- Resolución de 22 de octubre de 2010, de la Dirección General de Energía, por la que se establece una declaración responsable normalizada en los procedimientos administrativos en los que sea preceptiva la presentación de proyectos técnicos y/o certificaciones redactadas y suscritas por técnico titulado competente y carezcan de visado por el correspondiente colegio profesional (DOCV núm. 6389, de 03/11/2010).

5. INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS

5.1. Características de las instalaciones solares fotovoltaicas

Las instalaciones solares fotovoltaicas se caracterizan por generar energía eléctrica a partir del continuo flujo de radiación solar que irradia la Tierra, gracias a la propiedad de ciertos materiales (como el silicio). Debido a esto se considera una energía de procedencia renovable capaz de regenerarse por sí misma y, por tanto, prácticamente inagotable si se utiliza de forma sostenible. Esta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Según las características que presente cada instalación fotovoltaica respecto a la red eléctrica (conectada o aislada) y respecto al tipo de consumo de la energía eléctrica generada (instantáneo o acumulado) se pueden realizar múltiples distinciones.



- **Instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red eléctrica:** Como su nombre indica son instalaciones fotovoltaicas independientes de la red exterior y por lo tanto generan su propia red. Las instalaciones aisladas, por lo general, son utilizadas en emplazamientos en los que no existe la posibilidad de conectar a la red eléctrica, o llevarla hasta el emplazamiento supone un coste elevado. Requieren de acumuladores de energía para garantizar un suministro de energía aproximadamente constante. En numerosas ocasiones se complementan de un grupo electrógeno de apoyo para casos en los que la producción fotovoltaica no sea suficiente, evitando así descargar las baterías en su totalidad.

- **Instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica:** Instalaciones conectadas directamente a la red, de tal forma que no necesitan generar su propia red ya que la energía que generan se iguala con la propia red eléctrica a la que están conectadas. Según la finalidad de la generación se pueden distinguir dos tipos de instalaciones conectadas a la red:
 - **Instalaciones para venta de energía producida:** Destinadas a la generación de energía excedente que será vertida a la red y se venderá a precio de mercado, de tal modo que las instalaciones actúen como productoras de energía y por lo tanto la venta estará sujeta a retribuciones y peajes característicos de generación de energía eléctrica. Suelen ser macro instalaciones que abarcan grandes superficies con potencias máximas de producción generalmente superiores a 2 MW. En la Ilustración 2 puede observarse un ejemplo de este tipo de instalaciones.
 - **Instalaciones de autoconsumo:** Destinadas a generar la propia energía que se va a consumir. Pueden encontrarse tanto en el ámbito industrial como en el residencial, además pueden ser instaladas en superficies no transitables (como tejados), véase Ilustración 3. Según el procedimiento a seguir con la energía excedente se pueden distinguir los siguientes tipos de instalaciones:
 - **Instalaciones de autoconsumo acogidas a compensación:** Son instalaciones en las que no existe acumulación, por lo que el autoconsumo será instantáneo. El excedente de energía eléctrica producido se verterá a red y se podrá apreciar una compensación simplificada en la propia factura del suministro eléctrico al precio que se pacte con la comercializadora eléctrica.
 - **Instalaciones de autoconsumo con acumulación de baterías:** Estas instalaciones acumulan la energía excedente en acumuladores para consumir de manera inteligente el 100% de la energía generada con la instalación fotovoltaica.
 - **Instalaciones de autoconsumo sin excedentes:** En este tipo de instalaciones se instala un sistema de anti vertido, de tal manera que se imposibilita el vertido a red del excedente de energía.



Ilustración 2: Parque solar fotovoltaico para suministro de energía eléctrica.



Ilustración 3: Instalación solar fotovoltaica sobre tejado para autoconsumo.

Este documento se centrará en **las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas al autoconsumo**.

5.2. Características de instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo

Las instalaciones solares de generación fotovoltaica para autoconsumo están adquiriendo con los años una importancia significativa tanto en el ámbito industrial como en el residencial. Esto se debe a los numerosos beneficios que presentan este tipo de instalaciones tanto en el ámbito energético como en el ámbito económico. Algunas de estas ventajas que se pueden destacar son las siguientes:

- La generación de la propia energía que se consume, **autoconsumo**, supone un ahorro importante en la factura eléctrica gracias a la reducción del consumo durante las horas solares.
- La generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos es un proceso **limpio y eficiente** en el que no se genera CO₂ ni otros gases contaminantes que pueden llegar a ser perjudiciales con el medio ambiente.
- Las instalaciones fotovoltaicas poseen una baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes, prácticamente nula, en su fase de operación.
- Las instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo frente a las grandes plantas fotovoltaicas presentan la gran ventaja de no necesitar una cantidad masiva de espacio

que pueda suponer un gran impacto ambiental, llegando incluso a alterar el propio ecosistema. Como la finalidad de las instalaciones de autoconsumo es satisfacer el consumo propio, el área que puede requerir una instalación de este calibre es relativamente reducida, y por lo general se pueden instalar en el tejado de la residencia o industria, lo cual supone un **mínimo impacto medioambiental** al ocupar una superficie de construcción.

- Las instalaciones fotovoltaicas se caracterizan por tener una **larga vida útil** por lo que se puede garantizar que la instalación durará lo suficiente como para que se pueda amortizar su coste.

Al igual que cualquier otro proyecto de ingeniería, las instalaciones solares fotovoltaicas también presentan ciertas desventajas que han de tenerse en cuenta para comprobar la viabilidad de la instalación. Algunas de ellas se presentan a continuación:

- Las instalaciones solares fotovoltaicas son **dependientes** de las horas de sol y de las condiciones meteorológicas. La generación de energía eléctrica, además de solo ser posible durante las horas solares, puede verse afectada según la temperatura del ambiente. Este inconveniente se podría solucionar mediante la implantación de baterías acumuladoras de energía. Sin embargo, esta solución encarece mucho el coste total de la instalación, llegando a no ser viable en la mayoría de casos.
- Como la generación de energía eléctrica no es constante en instalaciones fotovoltaicas, como se ha comentado anteriormente, en instalaciones destinadas a autoconsumo puede darse el caso generar más de lo que se consume. En estas situaciones se puede inyectar la energía excedente a la red, aunque en términos económicos, esta práctica no es la más eficiente ya que el coste de la generación de energía es mucho mayor a la **compensación** que se realiza por la inyección de energía a la red.
- El **precio** de las instalaciones fotovoltaicas suele ser **elevado**, por ello no todo el mundo puede invertir en instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo a pesar de que con los años se vaya a amortizar el coste de la instalación, debido a que se requiere de una elevada inversión inicial.
- A pesar de poseer larga vida útil, las instalaciones solares fotovoltaicas requieren un **mantenimiento periódico** ya que la actuación de factores externos, como puede ser la suciedad por diversos elementos, puede influir negativamente en la generación de la instalación o, en casos extremos, producir un fallo crítico en la instalación.

5.3. Justificación de la implantación de instalaciones solares fotovoltaicas

Generalizando la implantación de este tipo de instalaciones se podría contribuir a crear un modelo energético a nivel global sostenible y respetuoso con el medio ambiente, ya que en las instalaciones solares fotovoltaicas se garantiza:

- La disminución de la dependencia de fuentes fósiles para el abastecimiento energético y por lo tanto la disminución de los gases de efecto invernadero y otros contaminantes producidos en su combustión.
- El aprovechamiento de una energía renovable regenerativa que puede considerarse inagotable, libre de emisiones y viable a largo plazo.

La implantación de este tipo de instalaciones sería por tanto compatible con los intereses del Estado, cuyas últimas planificaciones energéticas buscan siempre, entre otros aspectos, optimizar el uso de las energías renovables en la generación energética sin emisiones de CO₂.

A lo largo de los últimos años, ha quedado evidenciado también que el grado de autoabastecimiento en el debate energético es uno de los temas centrales del panorama estratégico de los diferentes países tanto a corto como a largo plazo, buscando con ello una menor dependencia energética.

Esta situación hace que los proyectos de energías renovables sean tomados muy en consideración a la hora de realizar la planificación energética en los diferentes países y regiones.

Además, cabe destacar que el marco de la política energética y climática en España está determinado en gran medida por la Unión Europea (UE), cuyos nuevos reglamentos y directivas derivados del Acuerdo de París alcanzado en 2015 como respuesta global frente al cambio climático, incluyen revisiones y propuestas legislativas que fijan el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la proporción de renovables en el sistema y mejorar la eficiencia energética en la Unión en el horizonte 2030.

Así, con este nuevo marco normativo y político la Comisión Europea marca una hoja de ruta hacia una descarbonización sistemática de la economía con la intención de convertir a la Unión Europea en neutra en carbono en 2050 y fija los siguientes objetivos vinculantes para la Unión en 2030:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta, para toda la UE.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

Para ello, la UE insta a cada Estado miembro a elaborar un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), así como la Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050); y España, en su afán por volver a ser puntera en la instalación de plantas de generación de energía renovable y en la lucha global contra el cambio climático, ya ha presentado su PNIEC ante la Comisión Europea, en el que se prevén los siguientes resultados:

- 2030: 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 2030: 42% de renovables sobre el consumo total de energía final, para toda la UE.
- 2030: 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 2030: 74% renovable en la generación eléctrica, consiguiendo así reducir las emisiones de GEI y una mayor independencia energética.
- 2050: alcanzar la neutralidad climática con la reducción de al menos un 90% de emisiones de GEI.
- 2050: alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable.

Estas metas que prevé el Plan se lograrían principalmente mediante tres vías:

- Un aumento de la eficiencia energética del país que reduce la demanda total de energía.
- Una importante sustitución de combustibles fósiles por otros autóctonos (energías renovables fundamentalmente).

- Una electrificación de la economía.

Por todo ello, el diseño de esta instalación se justifica por la necesidad de conseguir los objetivos y logros mencionados que fija el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, propios de una política energética medioambiental sostenible, además de obtener un ahorro económico por parte del cliente para poder ser más competitivo frente a las empresas de su sector, reduciendo los costes de producción que repercuten en su producto final, como es la energía eléctrica consumida para la producción, siendo además respetuoso con el medio ambiente aumentando así la responsabilidad social corporativa de la empresa.

5.4. Elementos de las instalaciones solares fotovoltaicas

5.4.1. Módulos fotovoltaicos

Célula solar o **célula fotovoltaica** se le denomina al dispositivo encargado generar de energía eléctrica a partir de transformación de la energía procedente de la radiación solar que incide sobre la misma.



Ilustración 4: Célula fotovoltaica.

El **módulo o panel fotovoltaico** es el conjunto de las células fotovoltaicas directamente interconectadas y encapsuladas como un bloque único, generalmente protegidas de los efectos de la intemperie. Este es el elemento básico que caracteriza la generación de energía de las instalaciones solares fotovoltaicas.



Ilustración 5: Módulo fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas poseen una generación característica, por lo general, de 2 voltios y 100 mA. Por esta razón, la potencia que pueda aportar un módulo fotovoltaico dependerá del número de células que estén agrupadas dentro del mismo, y el voltaje y la intensidad del módulo fotovoltaico estarán determinadas por las conexiones internas de las células fotovoltaicas que lo formen.

Los módulos solares fotovoltaicos suelen estar caracterizados en función de la **potencia pico**. Esta es la potencia máxima del panel fotovoltaico en Condiciones Estándar de Medida, es decir, en las siguientes condiciones ambientales:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25°C

En la actualidad existen módulos formados por conjuntos de medias células fotovoltaicas, ya que se ha demostrado que con este tipo de agrupaciones se alcanzan mejores rendimientos que con la agrupación convencional de células enteras.

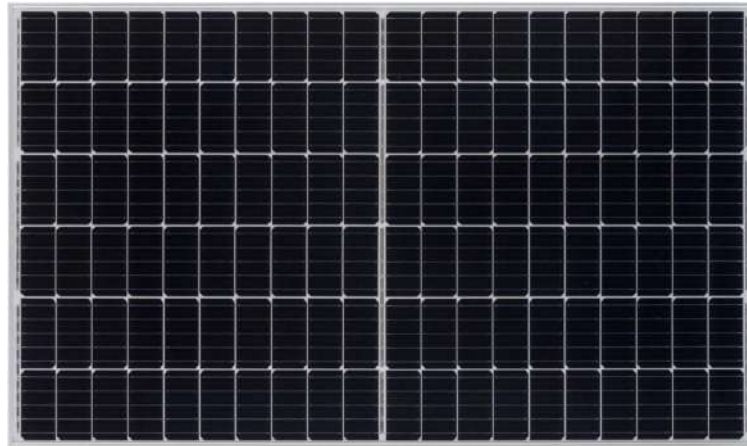


Ilustración 6: Módulo fotovoltaico con tecnología de media célula.

Para este trabajo se seleccionarán módulos fotovoltaicos basados en la tecnología de silicio monocristalino PERC y de media célula con recubrimiento de vidrio, ya que este tipo de módulos está muy popularizado en el mercado gracias a sus óptimas prestaciones y buen comportamiento en funcionamiento.

5.4.2. Inversor

Debido a que la tensión y corriente producidas por los módulos fotovoltaicos son continuas, cuando las cargas que se emplean en la industria y las viviendas son de tensión y corriente alterna, es necesario disponer en la instalación solar de un convertidor de potencia que acompañe a los generadores fotovoltaicos. Este dispositivo será un convertidor de potencia que pueda convertir la corriente y tensión continua generada a corriente y tensión alterna apta para la alimentación de las cargas.

El **inversor** o **convertidor DC/AC**, es este elemento electrónico de la instalación solar fotovoltaica encargado de realizar la conversión de la tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

5.4.2.1. Clasificación de inversores

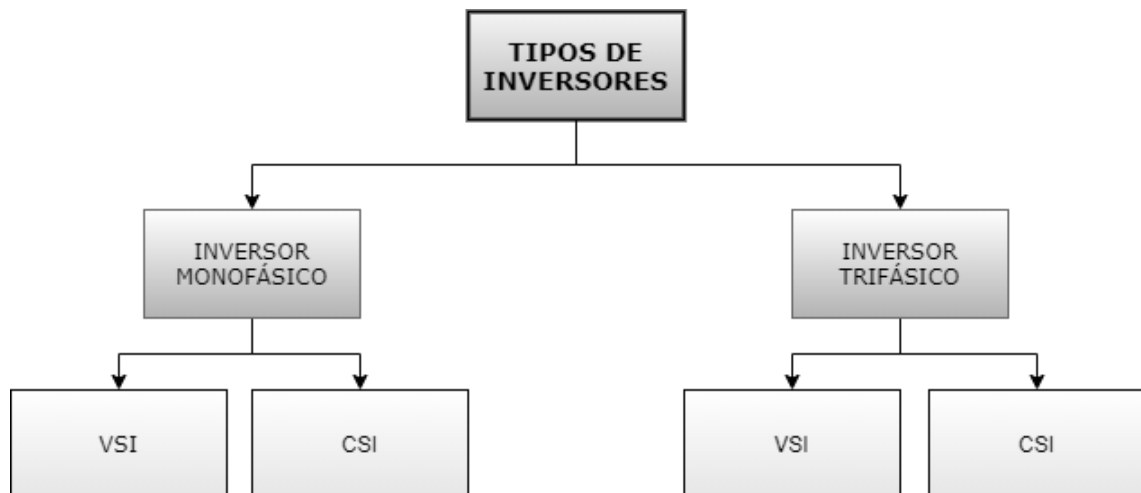
Existen multitud de parámetros y características que definen un inversor. La mayor distinción que se puede realizar de los inversores viene dada según el tipo de tensión y corriente de salida, ya que según el tipo de carga que se pretenda alimentar, se puede encontrar los siguientes tipos de inversores:

- **Inversor monofásico:** Empleado para alimentar instalaciones eléctricas de una línea, generalmente de baja potencia. Este tipo de inversores suele emplearse en instalaciones fotovoltaicas para viviendas con consumos bajos o medios.
- **Inversor trifásico:** Empleado para alimentar instalaciones eléctricas de tres líneas de potencias más elevadas. Este tipo de inversores suele emplearse en instalaciones fotovoltaicas para naves industriales y viviendas con grandes consumos.

La selección tipo de inversor se selecciona en función del tipo de suministro (monofásico o trifásico) de la instalación eléctrica del establecimiento donde se pretende establecer la instalación solar fotovoltaica.

Otro tipo de clasificación que puede realizarse es en función del tipo de alimentación del inversor:

- **Inversor VSI (Voltage Supply Inverter):** Es aquel donde se emplea una fuente de tensión continua para alimentar el inversor.
- **Inversor CSI (Current Supply Inverter):** Es aquel donde se emplea una fuente de corriente continua para alimentar el inversor.



5.4.2.2. Elementos del inversor

Los elementos principales que pueden distinguirse dentro de un inversor, que afectan al funcionamiento y definen los parámetros que caracterizan un inversor son:

- Interruptores controlados de potencia
- Elementos pasivos
- Circuitos de control

A continuación, se detallará la labor de los elementos expuestos dentro del funcionamiento conjunto del inversor.

5.4.2.3. *Funcionamiento interno del inversor*

El inversor, internamente consta de dos etapas fundamentales de funcionamiento:

- **Etapas de potencia.**
- **Etapas de filtrado de distorsión armónica.**

Etapas de potencia

La conocida como etapa de potencia del inversor se realiza internamente a través de **interruptores electrónicos**. Estos interruptores trocean la señal de corriente continua de entrada (procedente de los generadores fotovoltaicos), alterándola, y creando una señal de salida (monofásica o trifásica, según el tipo de inversor), aproximadamente senoidal. Para la correcta alteración de la señal de entrada es necesario disponer de un circuito de realimentación y adaptación de la señal de salida del convertidor DC/AC formado por sensores electrónicos, de manera que se pueda realizar la acción de control de apertura y cierre de los interruptores de potencia. Dentro del propio inversor, el control digital de los interruptores se realiza a través de un microcontrolador que pueda interpretar la señal realimentada y en función de esta ejecutar los algoritmos precisos de control que garanticen la señal de salida deseada.

En la actualidad, el desarrollo de los semiconductores dentro de la microelectrónica ha proporcionado una gran variedad de interruptores de potencia con diversas características, ideales para distintos tipos de aplicaciones. En los inversores, los interruptores electrónicos más comunes que se utilizan para los inversores son los siguientes:

- **Transistores MOSFET de potencia:** Son dispositivos electrónicos que suelen funcionar a potencias medias, pudiendo soportar tensiones de 1500 V y corrientes elevadas de hasta 500 A. Este tipo de transistor presenta un comportamiento resistivo entre los terminales de potencia cuando se encuentra en conducción, lo cual implica que, unido a la baja resistencia resistencias que presentan estos dispositivos al trabajar con altas tensiones, supone unas muy reducidas pérdidas por conducción cuando se encuentra en funcionamiento. Las frecuencias de conmutación de los transistores MOSFET son muy elevadas, pudiendo superar incluso 1 MHz, lo cual implica una gran versatilidad y facilidad en cuanto a control de estos dispositivos gracias a su sencillez en el disparo. En los convertidores DC/AC se utilizan cuando los valores de tensión de entrada, también denominado tensión del bus de continua, son bajos (inferior a 200 V), debido a que la resistencia entre los terminales de conducción es reducida, lo que implica pocas pérdidas por conducción.

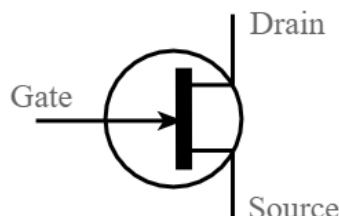


Ilustración 7: Representación transistor MOSFET.

- **Transistor IGBT:** Son dispositivos de altas prestaciones que presentan grandes ventajas en la electrónica de potencia, debido a que combinan los puntos fuertes de los

transistores bipolares (Baja tensión de saturación entre colector y emisor) con la de los MOSFET (alta impedancia de entrada y alta velocidad de conmutación). En los convertidores DC/AC se utilizan cuando los valores de tensión continua de entrada son elevados (superiores a 300 V), debido a que la caída de tensión entre el colector y emisor posee un valor reducido (inferior a los 2,5 V) y constante y las pérdidas por conducción son independientes del valor de tensión del bus de continua.

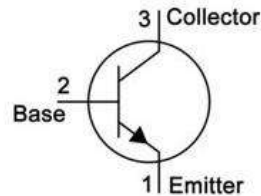


Ilustración 8: Representación transistor IGBT.

Los interruptores de potencia dentro de los convertidores DC/AC trabajan con corrientes y tensiones alternas, por lo que deben ser capaces de conducir intensidades bidireccionales cuando están cerrados y bloquear una tensión bidireccional cuando están abiertos. Los transistores expuestos anteriormente no cumplen estas condiciones, por lo que es necesario colocar un diodo en antiparalelo.

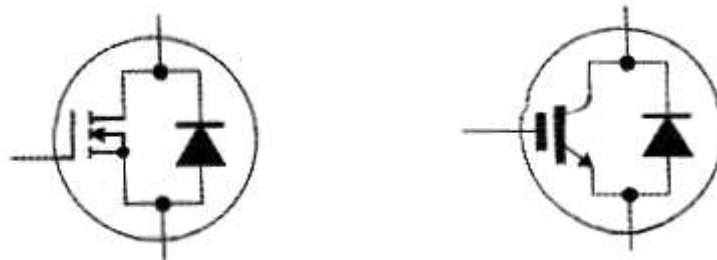


Ilustración 9: Transistores MOSFET e IGBT con diodo en antiparalelo.

Actualmente los fabricantes ofrecen parejas de transistores IGBTs con sus respectivos diodos en antiparalelo. En inversores monofásicos, la configuración más común de interruptores es la conocida como topología en puente.

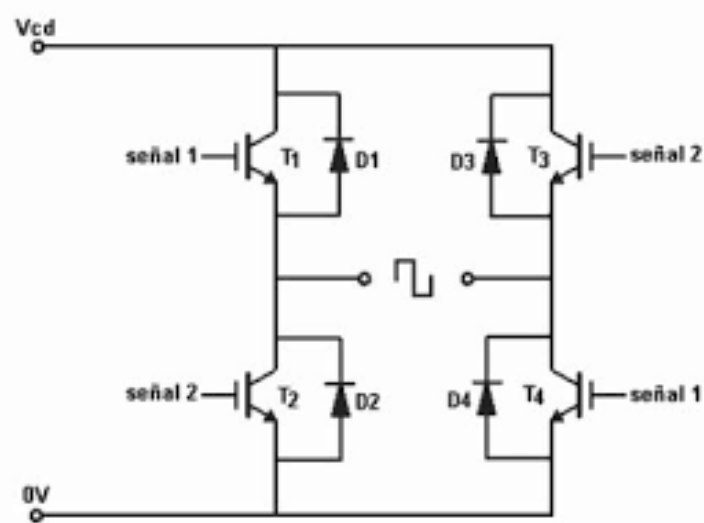


Ilustración 10: Etapa de potencia de inversor monofásico con topología en puente.

El funcionamiento de los convertidores DC/AC con este tipo de configuración consiste en conmutar de manera secuencial y controlada los 4 transistores, distinguiendo dos posibles conmutaciones:

- **T1 y T4 conduciendo y T2/T3 abiertos.** Aplicando a la carga un valor de tensión positivo igual a V_{cd} .

$$V_{A0} = +V_{cd}$$

- **T1 y T4 abiertos y T2/T3 conduciendo.** Aplicando a la carga un valor de tensión negativo igual a V_{cd} .

$$V_{A0} = -V_{cd}$$

Con esta secuencia la señal de salida obtenida a partir del inversor tendrá forma cuadrada con un valor máximo de $+V_{cd}$ y un valor mínimo de $-V_{cd}$.

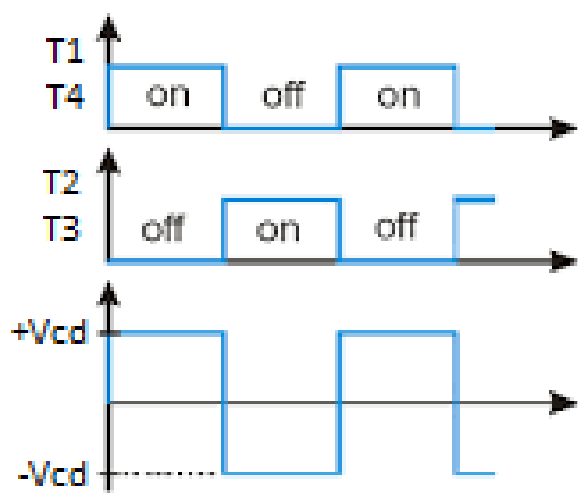


Ilustración 11: Señal de salida de inversor monofásico con topología en puente

Para las etapas de potencias de inversores trifásicos, los fabricantes proporcionan seis parejas de IGBT+diodo, con protecciones de tensiones e intensidad y activación de disparo a partir de

señales TTL. La configuración más utilizada es la topología en puente, en la Ilustración 12 se muestra este tipo de configuración para inversores trifásicos. Para este tipo de configuración, la salida generada en la carga también será cuadrada.

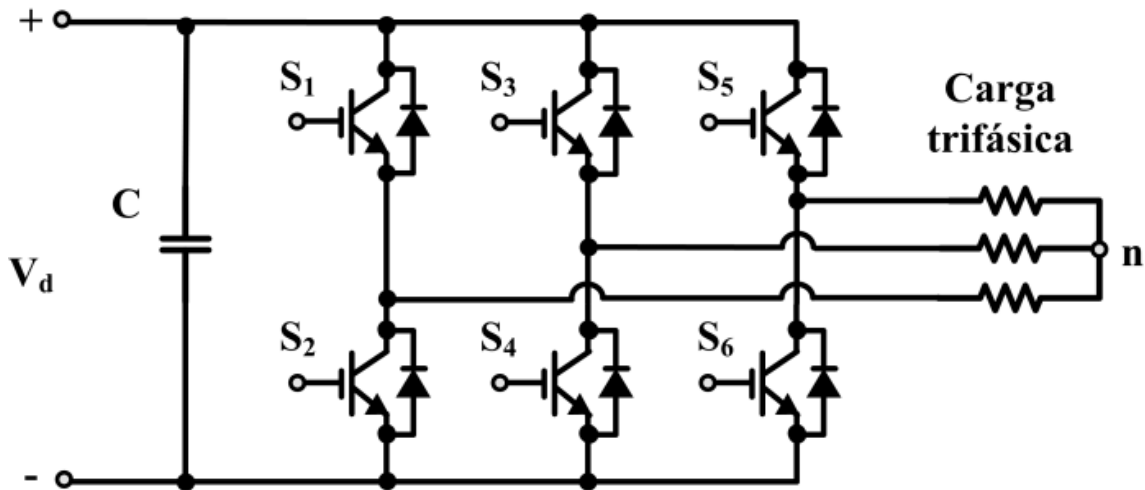


Ilustración 12: Etapa de potencia de inversor trifásico con topología en puente.

Etapa de filtrado de armónicos

Como se ha observado anteriormente, las señales de salida obtenidas con las configuraciones de transistores presentadas son cuadradas. Estas señales cuadradas se pueden descomponer en componentes armónicas a partir del desarrollo en serie de Fourier. Estas componentes presentan una componente armónica fundamental.

La forma de onda cuadrada de la salida del convertidor desarrollada en series de Fourier se puede representar de la siguiente forma:

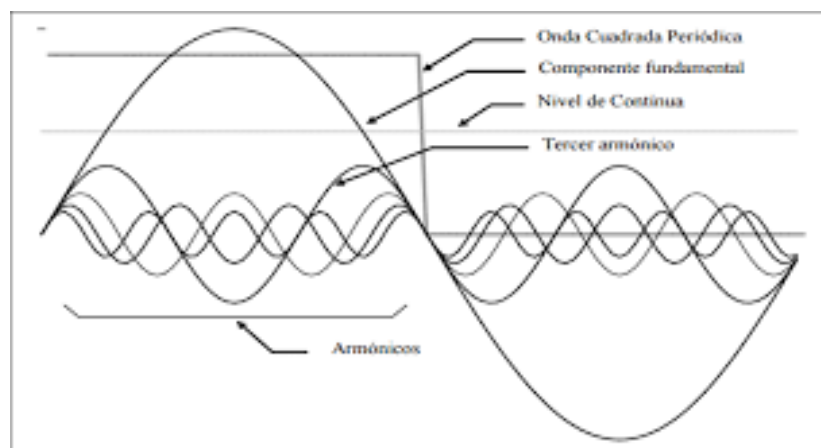


Ilustración 13: Onda cuadrada y componentes armónicas del desarrollo en serie de Fourier.

La señal de salida se puede caracterizar de acuerdo a una serie de parámetros con la cual se define la calidad de la señal generada.

La **distorsión armónica total (THD)** mide la relación entre el valor de la tensión fundamental con el valor del resto de armónicos. Este parámetro se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$THD = \frac{1}{V_{A01}} \sqrt{\sum_{n=3,5,7,\dots}^{\infty} \left(\frac{V_{A01}}{n^2}\right)^2}$$

Cuando el valor del THD se acerque a 1, significará que la señal obtenida presenta una forma más similar a una onda de forma senoidal.

Debido a que la señal alterna de salida que se pretende obtener con el inversor ha de ser senoidal y compatible con la red eléctrica, las componentes armónicas adicionales no son deseables, por lo que es necesario reducir la distorsión armónica que producen en la señal de salida. Con este objetivo se añade al inversor, después de la etapa de potencia, un **filtro pasivo** en lo que se denomina la etapa de filtrado de distorsión armónica. Este filtro permitirá el paso de la componente fundamental y eliminará el resto de componentes armónicos, logrando así una señal de salida alterna con forma senoidal.

6. CRITERIOS DE DISEÑO

Para el correcto dimensionamiento de la instalación, se establecerán unos determinados criterios de manera justificada, los cuales se seguirán para realizar la instalación fotovoltaica óptima que se ajuste a las necesidades de consumo de la nave industrial con un coste económico lo más reducido posible. Siguiendo los criterios que se expondrán a continuación se podrá garantizar un diseño inteligente que sea viable en los ámbitos energético y económico, obteniendo así una instalación sostenible.

6.1. Selección del autoconsumo fotovoltaico

Como se ha visto en el apartado 5.1. de este mismo documento, existen numerosos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas. Cada una de las configuraciones mencionadas presentan características únicas con sus pros y sus contras, por lo que dependiendo del perfil del consumidor habrá una posible configuración que mejor se adaptará a cada caso. Esto aporta una gran flexibilidad a la hora de diseñar la instalación solar fotovoltaica óptima teniendo en cuenta las condiciones que puedan darse en cada caso particular.

Para la selección del tipo de instalación para autoconsumo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones justificadas que se ha realizado para este caso:

- Conectada a la red: Debido al emplazamiento de la nave en un polígono industrial con fácil acceso a la red eléctrica, se considera que la instalación está conectada a la red.
- Sin excedentes: Como se verá posteriormente en el apartado 6.2., el suministro de la nave industrial será de Alta Tensión, por lo que el vertido de excedente a la red es más complicado que en Baja Tensión, por lo que seleccionará una instalación sin excedentes.
- Sin acumulación: El principal problema de introducir acumuladores de energía en una instalación solar fotovoltaica es que eleva en exceso el precio global de la instalación, sin proporcionar una ventaja muy significativa para instalaciones que tienen fácil conexión con la red eléctrica. Esto no resulta interesante para una industria ya que una inversión demasiado elevada puede afectar a la competitividad de la propia industria.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones se determina que el tipo de instalación seleccionada será: **Instalación solar fotovoltaica conectada a la red de autoconsumo sin excedentes.**

6.2. Consideraciones de partida

6.2.1. Curva de consumo simulada

Debido a que es una nave industrial ficticia, no se dispone de un consumo energético real del que partir para realizar el diseño, por lo tanto, se presentarán una serie de consideraciones para obtener una curva de consumo simulada a lo largo de todo un año, típica de una nave industrial del calibre de la nave que se trata en este documento.

El suministro de la nave industrial será de Alta Tensión con un **contrato 6.1 TD**, ya que se supondrá que la potencia contratada en dicho suministro será inferior a 451 kW. En concreto, la potencia contratada en el punto de suministro de red será de 430 kW. En la Tabla 1 y la Ilustración 14 se muestran las distribuciones de periodos para esta tarifa.

Tabla 1: Temporadas de tarifa 6.1TD.

TEMPORADAS TARIFA 6.1TD			
MES	PENÍNSULA	CANARIAS	BALEARES
ENERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
FEBRERO	ALTA	MEDIA	MEDIA
MARZO	MEDIA ALTA	MEDIA	BAJA
ABRIL	BAJA	BAJA	BAJA
MAYO	BAJA	BAJA	MEDIA ALTA
JUNIO	MEDIA	BAJA	ALTA
JULIO	ALTA	ALTA	ALTA
AGOSTO	MEDIA	ALTA	ALTA
SEPTIEMBRE	MEDIA	ALTA	ALTA
OCTUBRE	BAJA	ALTA	MEDIA ALTA
NOVIEMBRE	MEDIA ALTA	MEDIA ALTA	BAJA
DICIEMBRE	ALTA	MEDIA ALTA	MEDIA

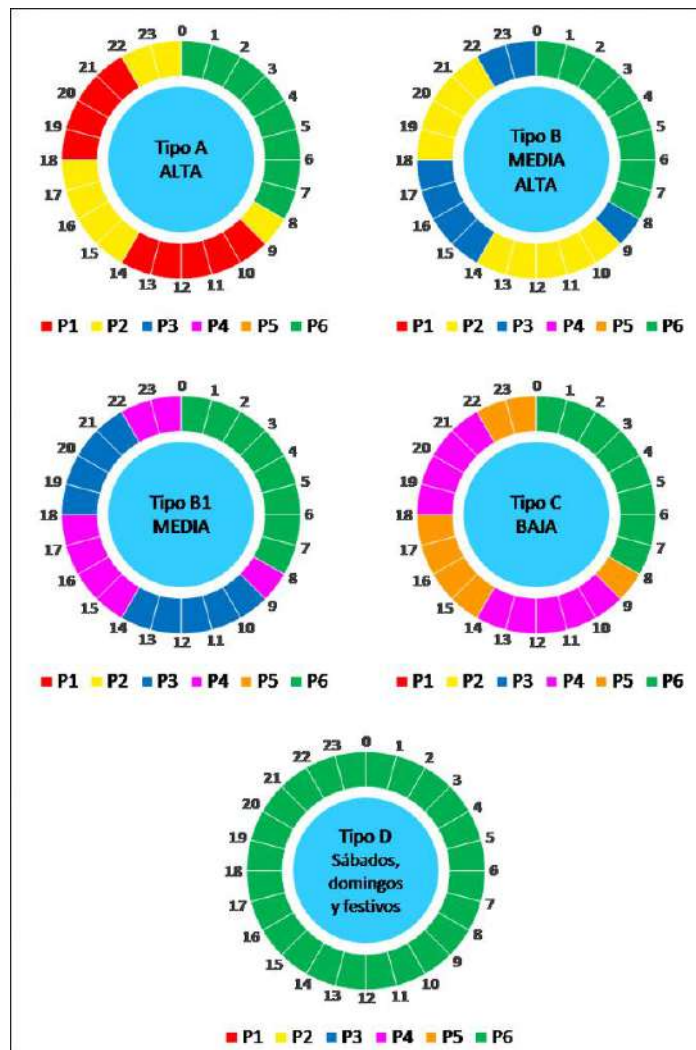


Ilustración 14: Periodos de consumo (punta, llano, valle).

Para la simulación de la curva de consumo se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- La potencia máxima que puede alcanzar la nave industrial a pleno funcionamiento de toda la maquinaria, caso de mayor consumo, es de 426 kW.
- El año simulado se considerará que es 2020 (sin tener en cuenta el día de más por ser año bisiesto).
- El consumo será diferente para cada mes, ya que la producción en una industria, por lo general, no suele ser constante para cada temporada del año.
- El horario de funcionamiento de la industria será de 7:00 h hasta las 19:00 h.
- Por la mañana, de 7:00 h a 15:00 h, se trabajará con toda la maquinaria.
- Por la tarde, de 15:00 h a 18:00 h, se trabajará con la mitad de la maquinaria, por lo que el consumo estará reducido a la mitad.
- De 18:00 h a 19:00 h se trabajará con un tercio de la maquinaria, se reducirá el consumo a un tercio.
- El consumo residual de la industria, en horas de inactividad, será bajo (aproximadamente de 2 a 8 kW).
- Para acercarse lo máximo posible a la realidad, en los valores de consumo de cada día se tendrá en cuenta cierta aleatoriedad por los diversos factores que puedan afectar al mismo, pero dicha variación no tendrá un salto muy significativo.
- Durante los fines de semana la industria no estará en funcionamiento.
- Durante 2 semanas de agosto, la nave no estará en funcionamiento, correspondiendo con las vacaciones de verano.
- No se tendrán en cuenta los días festivos.
- Los meses de otoño (septiembre y octubre) corresponderán con los meses de máxima producción y, por tanto, serán los meses de mayor consumo.
- Los meses de primavera (abril, mayo y junio) corresponderán con los meses de mínima producción y, por tanto, serán los meses de menor consumo (Sin contar agosto que tiene 2 semanas sin producción).

A continuación, se muestra una tabla con los valores mensuales de la curva de consumo estimada, así como la distribución del consumo en cada uno de los 6 periodos:

Tabla 2: Energía consumida en cada periodo

MES	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Enero	29576	16814	0	0	0	7668
Febrero	28448	16516	0	0	0	7854
Marzo	0	27918	16697	0	0	7125
Abril	0	0	0	26798	16635	6112
Mayo	0	0	0	22244	14125	5276
Junio	0	0	26248	15408	0	6244
Julio	20194	12166	0	0	0	32263
Agosto	0	0	20621	12612	0	11188
Septiembre	0	0	44304	26493	0	14341
Octubre	0	0	0	43343	25949	13439
Noviembre	0	35549	19873	0	0	9049
Diciembre	31883	18003	0	0	0	8199
Total	110101	126965	127743	146898	56709	128756

Tabla 3: Energía consumida mensualmente.

MES	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)
	Total
Enero	54058
Febrero	52818
Marzo	51739
Abril	49545
Mayo	41645
Junio	47900
Julio	64623
Agosto	44421
Septiembre	85138
Octubre	82731
Noviembre	64471
Diciembre	58085
Total	697173

Como se puede observar en la Tabla 3, el consumo anual de la industria será de **697.173 kWh**.

Cabe destacar que de acuerdo con las consideraciones que se han realizado, únicamente se logrará conseguir un porcentaje máximo de autoconsumo del 70% con la instalación solar fotovoltaica, ya que se presenta un límite en el consumo que pueda realizar la industria de la energía directamente generada por la instalación fotovoltaica, al no estar la industria en funcionamiento durante los fines de semana ni durante dos semanas de agosto.

6.3. Diseño de la instalación

6.3.1. Parámetros a considerar

Existe multitud de parámetros que influyen a la hora de calcular y dimensionar una instalación solar fotovoltaica.

En este documento se tendrá en cuenta una serie de criterios que garanticen el funcionamiento óptimo de la instalación:

- **Criterio físico:** Orientación y distribución espacial de los módulos sobre la cubierta.
- **Criterio mecánico:** Verificación que la estructura soporta correctamente los módulos fotovoltaicos.
- **Criterio electrónico:** Conexión en serie de los módulos y agrupaciones para las entradas de cada inversor.
- **Criterio eléctrico de los conductores:** Diseño de los cables conductores para que cumplan Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Una vez desarrollados los criterios que influirán en el diseño de la instalación se establecerá una serie de requisitos que deberá cumplir la instalación para que se garantice su correcto dimensionamiento.

6.3.2. Criterio físico: Distribución de los módulos

Para garantizar una óptima producción de energía, es importante asegurar que los módulos fotovoltaicos tengan la distribución y la orientación idóneas, de tal forma que se cumplan las

siguientes dos condiciones: minimizar las pérdidas producidas por los posibles obstáculos que pueda haber en la instalación y maximizar la incidencia de irradiación sobre los módulos fotovoltaicos.

A continuación, se expondrán una serie de criterios que se tendrán en cuenta a la hora de diseñar de la instalación y ayudarán en la medida de lo posible a cumplir las condiciones anteriormente indicadas:

- Los módulos estarán orientados lo máximo posible al sur, respetando la bajada de las aguas de la cubierta de la nave industrial.
- Se evitarán los obstáculos cercanos a los módulos que puedan generar pérdidas por sombreado en los módulos.
- Se seguirán las recomendaciones del **Pliego de Condiciones Técnico de Instalaciones Conectadas a Red** del IDAE para determinar la distancia mínima con otros objetos *d*. Este indica que para que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, la distancia *d* ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo *h* la altura del obstáculo que puede proyectar sombras y *k* un factor adimensional que depende de la latitud del lugar.

Tabla 4: Valores significativos del factor *k* en función de la latitud.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
<i>k</i>	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

- La distancia mínima entre las filas de módulos (parte posterior de una fila y comienzo de la siguiente) respetará lo establecido en el PCT, por lo que no será a inferior $h \cdot k$, siendo en este caso *h* la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

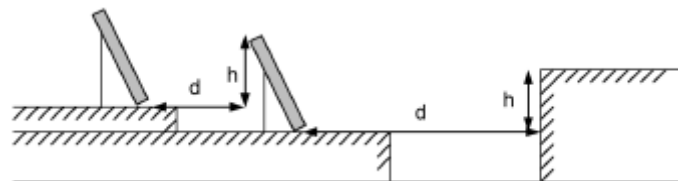


Ilustración 15: Relación entre la distancia mínima *d* y la diferencia de alturas de la base de los módulos con el obstáculo

- La distancia entre las filas de módulos variará según la pendiente de la bajada de las aguas.
- Se respetará una distancia mínima con los lucernarios de la nave industrial de 0,6 m.
- Se intentará dejar cierta distancia con los muros de la cubierta, incluso aunque estos estén situados al norte y no produzcan sombras sobre los módulos.
- La inclinación de los módulos no será muy elevada ya que, aunque sea beneficioso en términos de generación debido a la orientación, a mayor inclinación menor número de módulos se podrán colocar sobre la cubierta si se quiere cumplir con las recomendaciones sobre distancia mínima del PCT indicadas anteriormente.

Por lo tanto, teniendo en cuenta los criterios anteriores, se seleccionará una inclinación de **20°** sobre la horizontal para garantizar una adecuada orientación con un elevado número de módulos fotovoltaicos sobre la cubierta de la nave, además de que una mayor inclinación supone mayores esfuerzos en la estructura como se verá posteriormente, lo que supondrá ser más desfavorable según el criterio de diseño mecánico. La distribución final de los módulos puede observarse en el plano 4 “Distribución de los módulos”.

6.3.3. Criterio mecánico: Estudio de la estructura.

Para el criterio mecánico se deberá garantizar que la estructura seleccionada será capaz de soportar los módulos fotovoltaicos frente a las adversidades atmosféricas. Para ello se seguirán las condiciones regidas por el Código Técnico de la Edificación (CTE) a la hora de determinar las acciones realizadas por los módulos fotovoltaicos.

Este criterio se desarrollará en mayor profundidad en el Anexo 2 “Estudio mecánico” de este documento. Cabe destacar que en este apartado se desarrollan dos etapas diferenciadas:

- En la primera etapa se realiza un modelo estructural simplificado en 3D a través del software **SolidWorks** donde se determinan las dimensiones y composición de la estructura.
- En la segunda etapa se importa el modelo estructural en 3D obtenido en la etapa anterior al software **Ansys Workbench** para diseñar una malla de elementos finitos, establecer las condiciones de contorno debidamente justificadas y obtener los resultados de tensiones y deformaciones de la estructura.

Si la estructura cumple con las condiciones establecidas, se da por válido el diseño de la estructura y por tanto de la instalación según el criterio mecánico.

6.3.4. Criterio electrónico: Conexión de los módulos.

Una vez comentadas las limitaciones en cuanto a la distribución física de los módulos fotovoltaicos sobre la cubierta, también cabe destacar y tener en cuenta las limitaciones eléctricas y electrónicas que pueden presentar estos elementos para realizar el correcto dimensionamiento de la instalación.

6.3.4.1. Pérdidas en el inversor: Efecto Mismatching

Los módulos fotovoltaicos se distribuirán en agrupaciones en serie denominadas “**strings**” que cumplirán las leyes fundamentales de la electricidad, como cualquier otra agrupación de generadores eléctricos:

- Una **agrupación en serie** de generadores eléctricos de corriente continua se podrá considerar como un generador equivalente con las siguientes características:
 - Tensión equivalente igual a la suma de las tensiones de cada generador.
 - Intensidad equivalente igual a la menor de las intensidades de cada generador.
- Una **agrupación en paralelo** de generadores eléctricos de corriente continua se podrá considerar como un generador equivalente con las siguientes características:
 - Tensión equivalente igual a la menor de las tensiones de cada generador.
 - Intensidad equivalente igual a la suma de las intensidades de cada generador.

La unión en serie de los módulos permitirá distribuir los strings resultantes entre las entradas de los inversores.

El **inversor fotovoltaico** donde irán conectados los strings, además de actuar como convertidor electrónico de corriente continua en corriente alterna, actuará como regulador de los propios generadores fotovoltaicos. Esta función la ejecutará gracias a un elemento incorporado en el propio inversor denominado Maximum Power Point Tracker (**MPPT**).

Un regulador MPPT es un convertidor electrónico de CC a CC que permite obtener la máxima potencia de los módulos solares haciéndolos trabajar en su punto de máxima potencia. Cada MPPT controlará un determinado número de entradas, dependiendo del tipo de inversor, por lo que cada regulador buscará el punto de máxima de potencia del conjunto de las entradas que controla. En la Ilustración 6 se muestra un esquema interno de un inversor, en concreto de un HUAWEI SUN20000-60KTL-M0, donde se puede observar que cada MPPT controla 2 entradas del inversor.

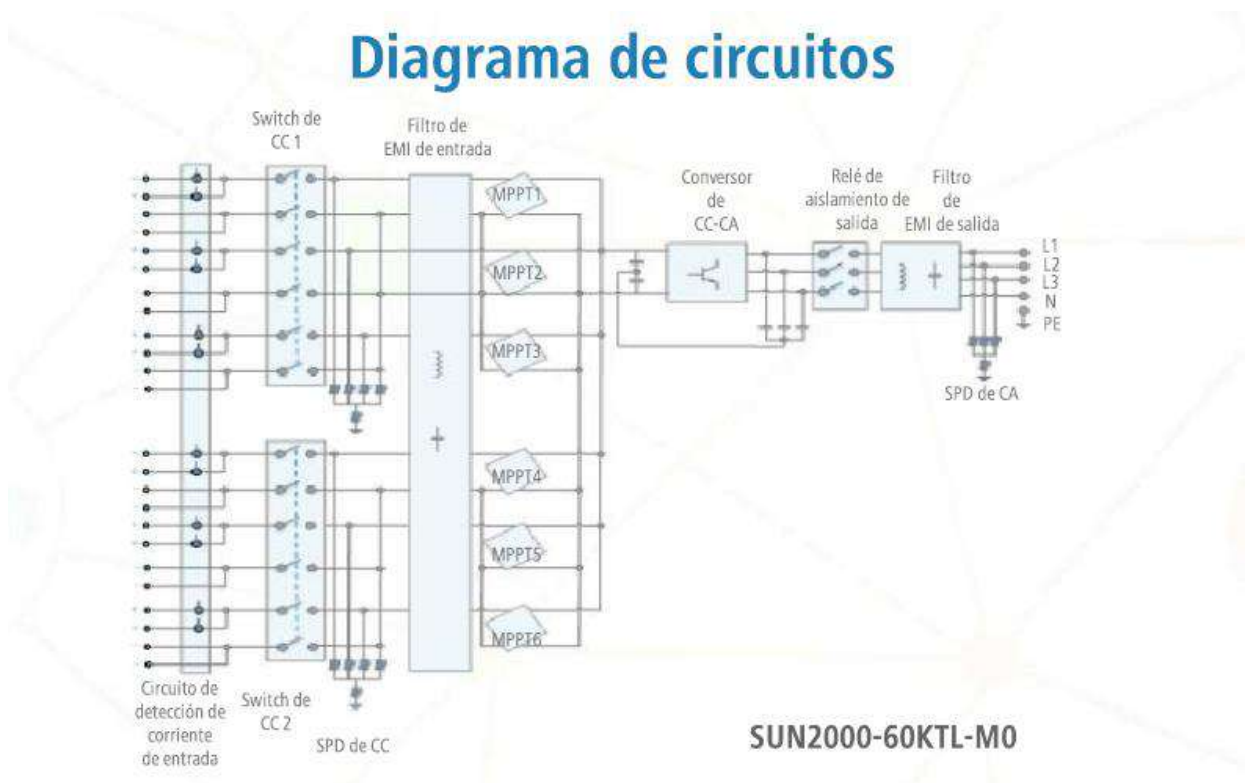


Ilustración 16: Esquema electrónico interno de un inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0.

Debido a que la regulación mediante el MPPT se realiza para un conjunto de módulos, si uno de los paneles presenta un comportamiento distinto por un motivo externo, ya sea suciedad, una avería, sombras, distintas orientaciones o incluso si son distintos modelos, lastimará la producción de todo el conjunto, tanto del propio string que lo contenga, como del resto de strings controlados por el mismo MPPT. Este fenómeno se conoce como **efecto Mismatching** o de mal acoplamiento.

Para minimizar las pérdidas eléctricas que puedan producirse por el efecto Mismatching se seguirán los siguientes criterios de diseño que servirán para establecer un correcto acoplamiento de los strings:

- Todos los módulos fotovoltaicos de la instalación serán del mismo modelo.
- Los strings que compartan MPPT tendrán el mismo número de módulos

- Todos los módulos de los strings que comparten MPPT tendrán la misma orientación, de tal forma que la generación eléctrica de ambas series sea similar y el MPPT pueda regular adecuadamente la producción, reduciendo las pérdidas eléctricas.
- En caso de que a un inversor lleguen un número de strings menor que al número de entradas disponibles en dicho inversor, se cubrirá al menos una entrada de cada MPPT, de tal forma que todos los MPPT estén en funcionamiento.
- El número de módulos por string será similar de tal forma que las entradas del inversor estén lo más equilibradas posibles y no haya una diferencia muy significativa de potencia entre series.

6.3.4.2. *Otras pérdidas en el inversor*

Además de las pérdidas producidas por el efecto Mismatching, los inversores fotovoltaicos pueden presentar otro tipo de pérdidas debidas a factores internos de diseño cuando se encuentran trabajando dentro de la instalación.

Estas pérdidas tienen que ser consideradas en relación con el funcionamiento del inversor, y son las detalladas por el fabricante, las cuales se pueden observar en el Anexo 3 “Fichas técnicas” del presente documento donde se adjuntan las fichas técnicas de los componentes. A destacar:

- Pérdidas asociadas con el punto de potencia máxima (MPPT) del generador fotovoltaico.
- Pérdidas debidas a la superación de la potencia nominal del inversor.
- Pérdidas debidas al umbral de potencia.
- Pérdidas debidas a la superación de la tensión nominal del inversor.
- Pérdidas debidas al umbral de tensión.
- Pérdidas por conversión eléctrica DC/AC

El inversor funciona directamente conectado al generador y cuenta con el dispositivo electrónico para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) del generador fotovoltaico (que varía dependiendo de las condiciones ambientales de irradiación y temperatura), como ya se ha mencionado anteriormente.

El inversor puede ser caracterizado por el punto de máxima potencia de la curva de rendimiento, que se define como la relación de la energía producida con respecto a la cantidad máxima de energía que podría producir en el caso de un seguimiento perfecto.

Las pérdidas debidas a la superación de la potencia y/o de la tensión nominal del inversor, o de alcance del umbral de potencia y/o de la tensión, dependerá de la irradiación efectiva global incidente, del dimensionamiento del generador fotovoltaico y del comportamiento del inversor en MPP, como se ha explicado anteriormente.

La eficiencia del inversor en ciertos niveles de potencias y tensiones de entrada es modelada de acuerdo con la información proporcionada por el fabricante. En este caso, los inversores seleccionados Huawei SUN2000-60KTL (selección justificada en apartados posteriores) es similar a la curva de eficiencia que a continuación se muestra:

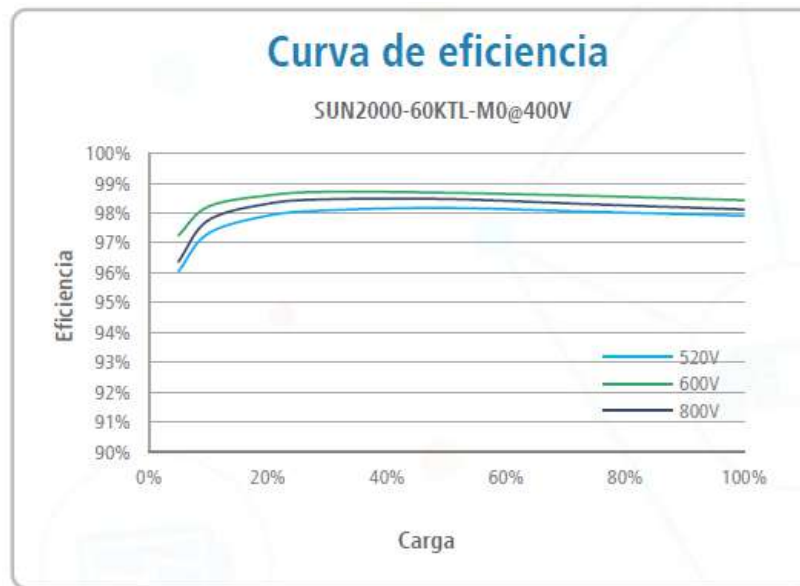


Ilustración 17: Curva de rendimiento del inversor HUAWEI SUN2000-60KTL.

6.3.4.3. Distribución final de las cadenas

En el plano 5 "Layout y configuración eléctrica" se mostrarán las conexiones y agrupaciones de los módulos (ya distribuidos sobre la cubierta de la industria a través del criterio físico) en cadenas en serie siguiendo los criterios establecidos en los apartados anteriores.

6.3.5. Criterio eléctrico de los conductores

- Los cables de baja tensión (BT) de corriente continua (CC) entre cada string y el inversor serán diseñadas con una caída máxima de tensión del 1,5% en las condiciones estándar de funcionamiento (STC). Además, los cables de CC propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
- Los cables de corriente continua serán conductores unipolares de cobre de la sección adecuada que irán en un primer tramo instalados en montaje superficial desde el final de cada string o serie de módulos y en un segundo tramo instalados en bandeja metálica perforada desde las agrupaciones de strings hasta las entradas de los inversores.
- Los cables de baja tensión (BT) de corriente alterna (CA) desde la salida de los inversores hasta el cuadro de distribución y protección de la nave, previo paso por las protecciones necesarias, han sido diseñados para que la caída máxima de tensión conjunta desde la salida de los módulos hasta el cuadro de baja tensión de la industria sea de 1,5 % en las condiciones STC.
- Los cables de corriente alterna serán conductores unipolares de cobre de la sección adecuada, que irán instalados sobre bandeja metálica perforada, desde la salida de los inversores hasta el cuadro de protecciones de alterna, y en montaje superficial, desde salida del cuadro de protecciones de alterna hasta cuadro de distribución de la nave, como se detallará en el apartado de conductores de corriente alterna.
- Todos los conductores de CC y CA propuestos cumplen los criterios de máxima intensidad indicados en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus ITC de aplicación, según sus condiciones de instalación.
- Los componentes eléctricos de BT deberán ser capaces de soportar la tensión máxima de funcionamiento de los inversores solares y de los circuitos de CC (1000 Vcc) correspondientes a los paneles solares.

6.3.6. Requisitos de la instalación.

Para verificar que el dimensionamiento de la instalación es adecuado se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La potencia instalada deberá ser la máxima que se pueda alcanzar según las limitaciones de superficie y de pérdidas de este caso.
- La potencia pico total a la que estará conectada cada inversor será ligeramente superior a su potencia nominal (entre un 5% y un 30% de sobredimensionamiento).
- La producción específica de la instalación deberá ser superior a 1500 kWh/kWp/año.
- El rendimiento global de la instalación deberá estar entorno al 80%.
- Como se ha visto anteriormente, esta instalación no va a tener excedente vertido a la red y como máximo el porcentaje de autoconsumo que se puede obtener es del 70%, por lo que se procurará que el porcentaje de autoconsumo de la instalación sea superior al 65%.

7. DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO

El apartado de diseño de la instalación solar fotovoltaica se realizará a través del software PVsyst versión 7.2.2.

PVsyst es una herramienta de cálculo y simulación de instalaciones fotovoltaicas altamente sofisticada que se utilizará para entender el impacto de los elementos externos que influirán en la instalación y ajustar el diseño, con la finalidad de obtener el dimensionamiento que mejor se adapte para cada caso particular. Desarrollado en la Universidad de Ginebra desde 1993, siendo el software más difundido mundialmente para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos y la evaluación de la producción de energía de estos.

7.1. Datos meteorológicos

PVsyst dispone de diversas fuentes de datos meteorológicos acordes a la ubicación seleccionada de la instalación. Para este caso se hará uso de la base de datos **Meteonorm 8.0**, la cual hace uso de mediciones recogidas de 8.325 estaciones meteorológicas y 5 satélites geoestacionarios para obtener los valores más precisos de radiación y temperatura de las zonas a estudiar.

Además de la cantidad de equipos de los que hace uso Meteonorm, el software PVsyst interpola datos de las 3 estaciones meteorológicas más próximas a una coordenada para proporcionar los valores en el punto exacto de estudio.

Para que el software pueda realizar la interpolación de los datos y obtener los valores climatológicos del emplazamiento se debe introducir las coordenadas de la ubicación de la instalación, situada en el municipio de Ibi en Alicante:

- Latitud: 38° 36' 26" N (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
- Longitud: 0° -35' 42" (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
- Elevación: 658 msnm

Los valores de los datos meteorológicos empleados para la simulación de la instalación mediante PVsyst para el emplazamiento seleccionado son los siguientes:

Tabla 5: Datos meteorológicos de Meteonorm 8.0 utilizados para la simulación en PVsyst.

Mes	Irradiación global horizontal (kWh/m ² *mes)	Irradiación difusa horizontal (kWh/m ² *mes)	Temperatura (°C)	Velocidad del viento (m/s)	Humedad Relativa (%)
Enero	76,6	24,8	5,7	3,40	77,0
Febrero	90,7	36,8	7,0	3,70	70,9
Marzo	140,6	46,2	10,2	3,80	66,0
Abril	169,7	65,3	12,9	3,60	65,6
Mayo	209,0	74,9	17,2	3,30	56,6
Junio	222,0	72,9	22,5	3,30	49,9
Julio	224,8	69,4	26,3	3,40	42,5
Agosto	196,7	70,5	25,9	3,19	46,6
Septiembre	149,4	52,2	20,7	2,99	60,3
Octubre	113,8	42,4	16,2	2,80	68,1
Noviembre	77,7	34,9	9,4	3,20	74,4
Diciembre	66,2	26,3	6,3	3,10	80,5
Año	1737,2	616,6	15,0	3,3	63,2

7.2. Simulación de producción anual con PVsyst

Una de las ventajas del uso de PVsyst es que permite calcular la producción de energía en el punto de entrega. El proceso de cálculo de energía generada en el punto de conexión calculado por el software transcurre para un año de operación de la instalación solar con la distribución mensual típica para la previsión de la curva de consumo anual insertada.

El procedimiento utilizado por el PVsyst para la estimación de la producción de energía está basado en un año meteorológico tipo (TMY) P50 y sigue los siguientes pasos:

- 1) Proceso de diseño mediante PVsyst: Se introducen los datos estimados de la instalación en el programa, modelando en 3D del entorno donde estarán situados los módulos, de manera que se obtenga un modelo con el que estimar la cantidad de radiación solar que incidirá sobre la superficie de los módulos a lo largo del TMY.
- 2) Cálculo de la energía incidente efectiva: Transformación de la irradiación incidente en el plano colector a partir del modelo diseñado y los datos de Meteonorm 8.0 comentados anteriormente.
- 3) Cálculo de la energía en el inversor a MPP: PVsyst dispone internamente de información sobre las hojas de características de los elementos de un gran número de fabricantes que están presentes en instalaciones solares fotovoltaicas. Este recurso facilita el cálculo del tipo de módulo permitido, así como el número de módulos en serie, según el tipo de inversor seleccionado. Para ello tendrá en cuenta parámetros como la tensión y la intensidad máximas generadas por cada string.
- 4) Pérdidas del sistema y ajuste de la relación de rendimiento (Performance Ratio): Entre las pérdidas que se pueden configurar para que se tengan en cuenta en la simulación de la instalación se incluyen las sombras, el envejecimiento, la irradiancia, la temperatura, las pérdidas óhmicas en los conductores, las pérdidas de los elementos empleados en la instalación (como puede ser el inversor o los módulos), etcétera.
- 5) Cálculo de la producción de energía en el año cero (Resultados): Se considera la producción específica, es decir, la relación entre la energía generada a lo largo de un año típico TMY y la potencia pico del sistema.

7.3. Alternativas de instalación

Antes de presentar la configuración de la instalación que se seleccionará para este documento, se determinarán los elementos principales que condicionarán el diseño de la instalación.

Los inversores seleccionados serán de la marca **HUAWEI**. Esta elección se realiza debido a que esta marca dispone de un amplio catálogo de modelos para instalaciones de potencias elevadas, además de su gran versatilidad debido al amplio rango de tensiones de entrada con las que pueden trabajar sus inversores, lo cual facilitará el diseño de la futura instalación. También cabe destacar que el sistema de monitorización y control de Huawei, incluido el analizador de energía y componentes necesario para el funcionamiento, son compatibles con la legislación vigente.

Los módulos fotovoltaicos seleccionados serán de la marca **JA Solar**, monocristalinos, tecnología PERC, ya que es una de las primeras marcas en este sector con reconocimiento Tier 1. Como se pretende alcanzar una alta generación de energía para cubrir el consumo estimado de la nave industrial, se seleccionará el modelo de 450 Wp por su elevada potencia pico.

La solución seleccionada tendrá incorporada todas las protecciones pertinentes para garantizar la seguridad de los equipos y las personas cumpliendo así con el Reglamento Electrotécnico de

Baja Tensión (REBT). Estas protecciones estarán incorporadas únicamente en el lado de alterna, entre los inversores y el cuadro de baja tensión de consumo (no será necesario protecciones en el lado de corriente continua, entre módulos e inversor, debido a que el modelo de inversor seleccionado tiene incorporadas protecciones frente a sobretensiones, como se puede observar en la Ilustración 16, además las protecciones frente a sobreintensidades tampoco serán necesarias en el lado de corriente continua gracias a la tecnología del inversor, como se justifica posteriormente). En el lado de corriente alterna, los cuadros dispondrán de elementos seccionadores para la desconexión de la planta, garantizando la seguridad de los equipos y las personas durante el mantenimiento y solución de averías, y de protección magnetotérmica y diferencial. En cambio, en el lado de corriente continua el seccionamiento se realiza a través del propio inversor, ya que dispone de un conmutador de interconexión capaz de seccionar la potencia procedente del lado de CC que cumple con el estándar requerido IEC62548, por lo que no es necesario añadir protecciones o elementos seccionadores adicionales en este tramo de la instalación.

Una vez seleccionados los tipos de elementos principales que se emplearán en la instalación, se estudiarán dos posibles escenarios con la finalidad de establecer la instalación que mejor se adapte a este caso particular. Cada escenario tendrá como objetivo destacar en un parámetro concreto (producción o rendimiento), posteriormente se compararán los resultados obtenidos para cada paso y se determinará cuál es el diseño más viable de ambos.

- **Alternativa 1:** Instalación de máxima producción.
- **Alternativa 2:** Instalación de máximo rendimiento.

7.3.1. Alternativa 1: Instalación de máxima producción

Este diseño priorizará la producción de energía eléctrica, es decir, se ocupará toda la superficie posible, con la finalidad de obtener la instalación que mayor energía pueda generar para este caso concreto. A pesar de esto, se respetarán los criterios de diseño establecidos en el apartado 6.3. de este mismo documento.

El dimensionamiento final de esta alternativa constará de 461 módulos JA Solar de 450 Wp, por lo que la potencia pico del sistema será de **207 kWp**. La instalación estará repartida en 21 strings de 15 módulos, 9 strings de 14 módulos y 2 strings de 10 módulos, ocupando una superficie total de 1028 m². La potencia nominal de la instalación será de **180 kW** y vendrá determinada por los inversores, ya que se dispone de 3 inversores trifásicos Huawei de 60 kW de potencia nominal. La proporción entre la potencia pico y la potencia nominal del conjunto global de la instalación será de 1,15. En la siguiente imagen se muestra un modelo de la distribución de la instalación sobre la cubierta de la nave industrial para este dimensionamiento.

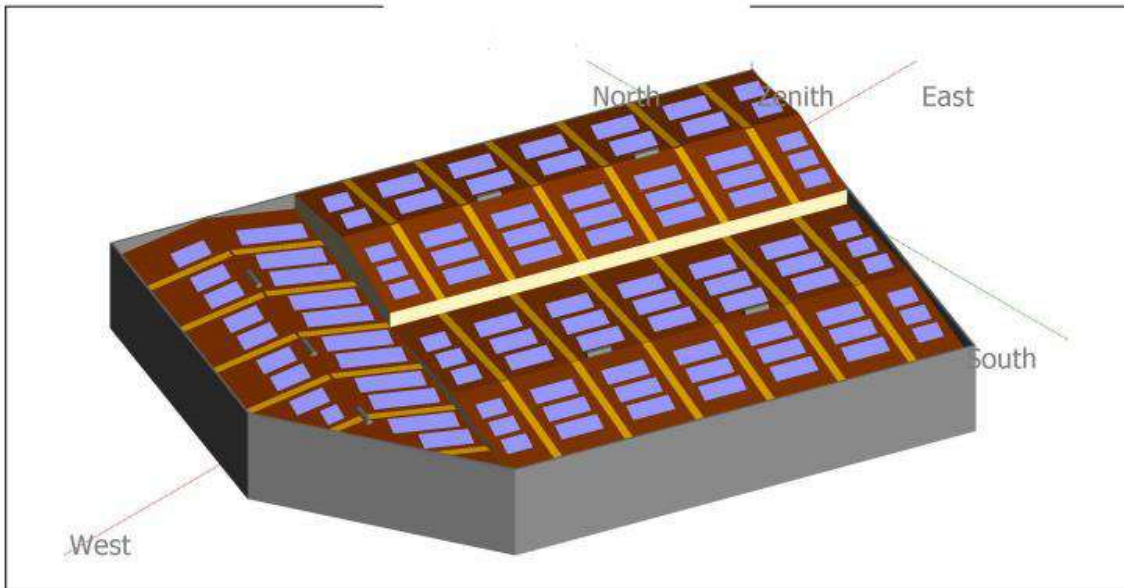


Ilustración 18: Modelo de Alternativa 1.

La producción de esta instalación a lo largo del primer año, para los datos meteorológicos considerados de la base de Meteonorm 8.0 y la configuración de los módulos seleccionadas será de **332,82 MWh**. Conociendo el valor de producción energética durante el año cero, se puede determinar también el parámetro de producción específica que caracteriza la instalación para ese mismo año, en este caso adquirirá un valor de **1604 kWh/kWp/año**.

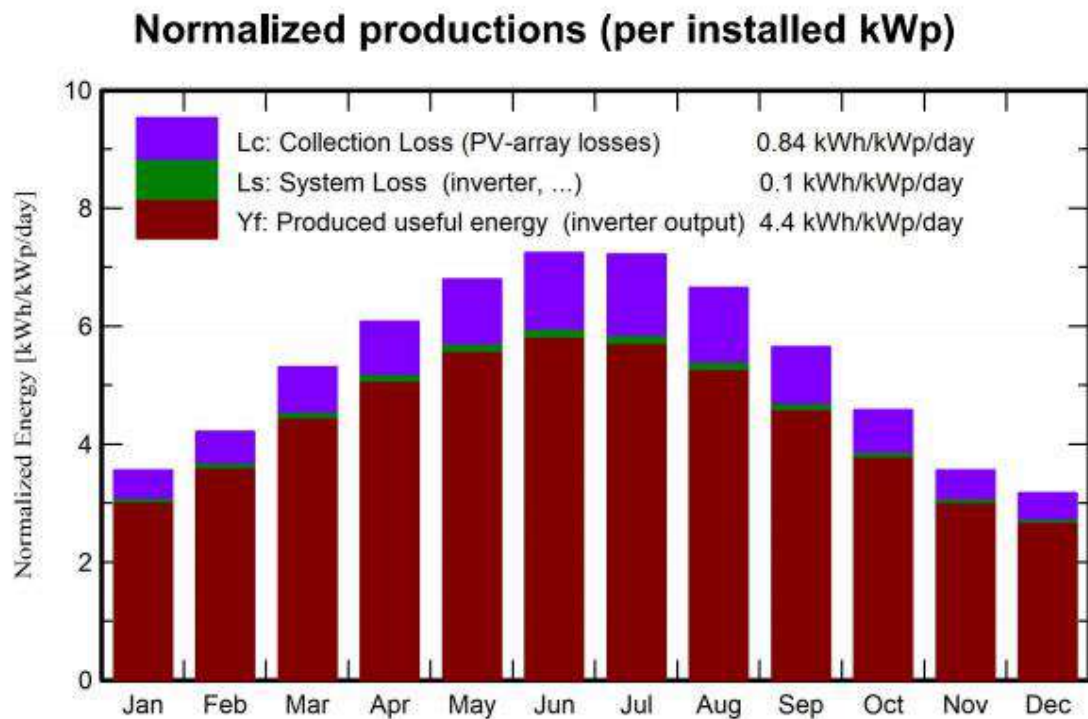


Ilustración 19: Producción específica al día media para cada mes del primer año obtenida con PVsyst.

El rendimiento de la instalación definido por el parámetro PR (Performance Ratio). En el primer año de la instalación, el PR será **82,92%**. En la Ilustración 20 se muestra una gráfica de la variación del PR durante cada mes.

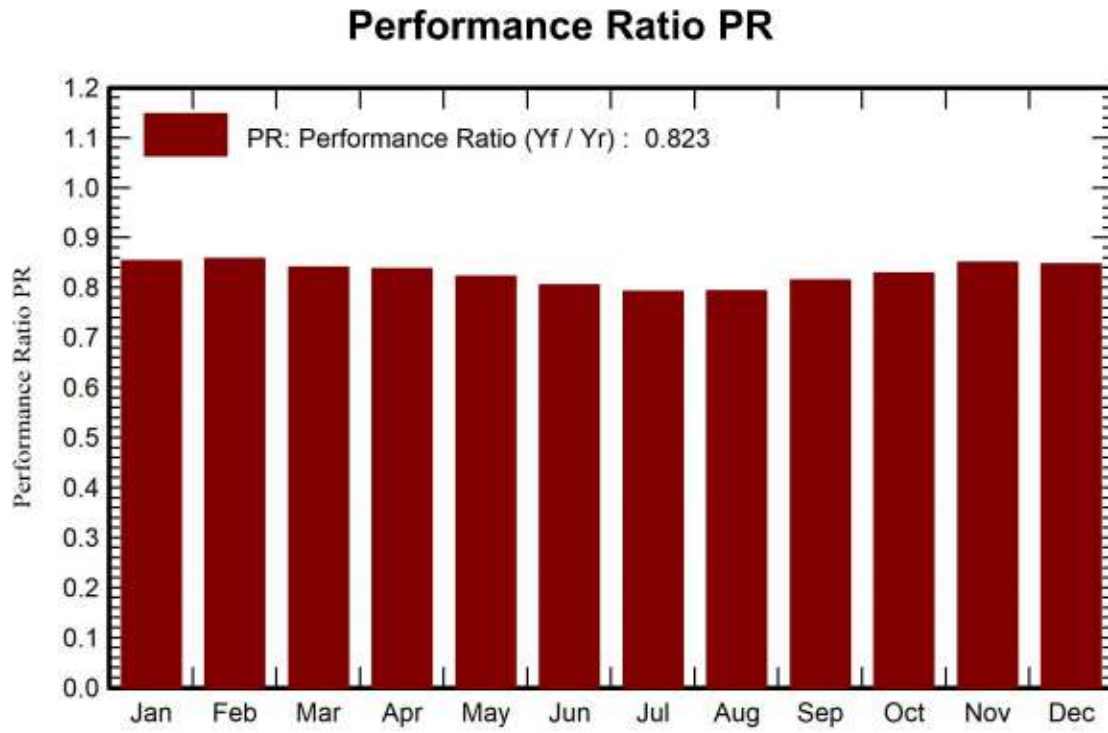


Ilustración 20: Parámetro PR para cada mes del primer año obtenido con PVsyst.

Introduciendo la curva de consumo simulada para esta nave industrial en el software PVsyst, y conociendo los valores de generación de la planta ya calculados, se obtiene un porcentaje de autoconsumo de **66,26%** para el año cero. La autosuficiencia del consumo tendrá un valor del **31,63%** respecto al consumo total de la nave industrial.

Tabla 6: Balance de energía y resultados principales de la Alternativa 1 obtenidos con PVsyst
Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	76,6	26,38	5,05	110,3	102,3	19,94	54,01	15,00	4,53	39,01
February	90,7	33,99	6,40	117,9	111,1	21,43	52,82	14,10	6,88	38,72
March	140,2	49,70	9,79	164,5	156,2	29,34	51,74	17,73	10,95	34,02
April	169,8	67,42	12,61	182,3	173,4	32,37	49,54	21,90	9,73	27,64
May	209,0	73,01	16,88	210,5	200,7	36,77	41,65	22,03	13,88	19,62
June	221,8	69,70	22,30	217,3	207,5	37,17	47,90	22,37	13,90	25,52
July	224,7	72,63	26,39	223,8	213,7	37,68	64,62	26,58	10,17	38,04
August	196,4	65,22	25,70	206,3	196,7	34,79	44,42	14,75	19,20	29,68
September	149,6	60,12	20,36	169,4	160,7	29,29	85,14	21,73	6,89	63,41
October	113,9	42,06	15,77	142,0	134,2	24,96	82,73	19,19	5,21	63,53
November	77,7	32,61	8,89	106,7	99,5	19,21	64,47	14,11	4,71	50,36
December	66,2	24,07	5,72	98,4	90,4	17,64	58,08	11,04	6,24	47,05
Year	1736,7	616,88	14,71	1949,4	1846,4	340,60	697,12	220,52	112,29	476,60

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Teniendo en cuenta que los módulos fotovoltaicos sufren una degradación anual en torno al 0,8%, se estima que la energía generada y autoconsumida en 30 años (vida útil mínima de la instalación) sea de **8.908,12 kWh**.

Se puede observar que esta instalación cumple con los requisitos definidos en el apartado 6.3.6. de este mismo documento, por lo que se puede dar por válido el diseño de la instalación.

Tabla 7: Resumen de las características de la instalación de la Alternativa 1.

Alternativa 1	
Potencia nominal de la instalación	180 kW
Nº total de inversores	3
Modelo de inversores	Huawei SUN2000-60KTL (3 inversores)
Potencia pico de la instalación	207 kW
Nº total de módulos	461
Modelo de módulos	JA Solar JAM72S20-450/MR
Producción energética	332,82 MWh/año
Producción específica	1604 kWh/kWp/año
Relación potencia pico/potencia nominal	1,15
PR	82,29%
Autoconsumo	66,26%
Autosuficiencia	31,63%

7.3.2. Alternativa 2: Instalación de máximo rendimiento

Este diseño priorizará obtener el máximo rendimiento posible de la instalación. Para ello se reducirá el número de módulos respecto a la alternativa anterior, en concreto se suprimen los módulos que están más afectados por sombreados cercanos del entorno y algunos módulos que descuadran la distribución en agrupaciones en serie de características similares. Como en la

opció anterior, se respectarán los criterios de diseño establecidos en el apartado 6.3. de este mismo documento.

El dimensionamiento final de esta alternativa constará de 396 módulos JA Solar de 450 Wp, por lo que la potencia pico del sistema será de **178 kWp**. La instalación estará repartida en 12 strings de 14 módulos, 16 strings de 13 módulos y 2 strings de 10 módulos, ocupando una superficie total de 883 m². La potencia nominal de la instalación será de **156 kW** y vendrá determinada por los inversores, ya que se dispone de 2 inversores trifásicos Huawei de 60 kW de potencia nominal y 1 inversor trifásico Huawei de 36 kW de potencia nominal. La proporción entre la potencia pico y la potencia nominal del conjunto global de la instalación será de 1,14. En la siguiente imagen se muestra un modelo de la distribución de la instalación sobre la cubierta de la nave industrial para este dimensionamiento.

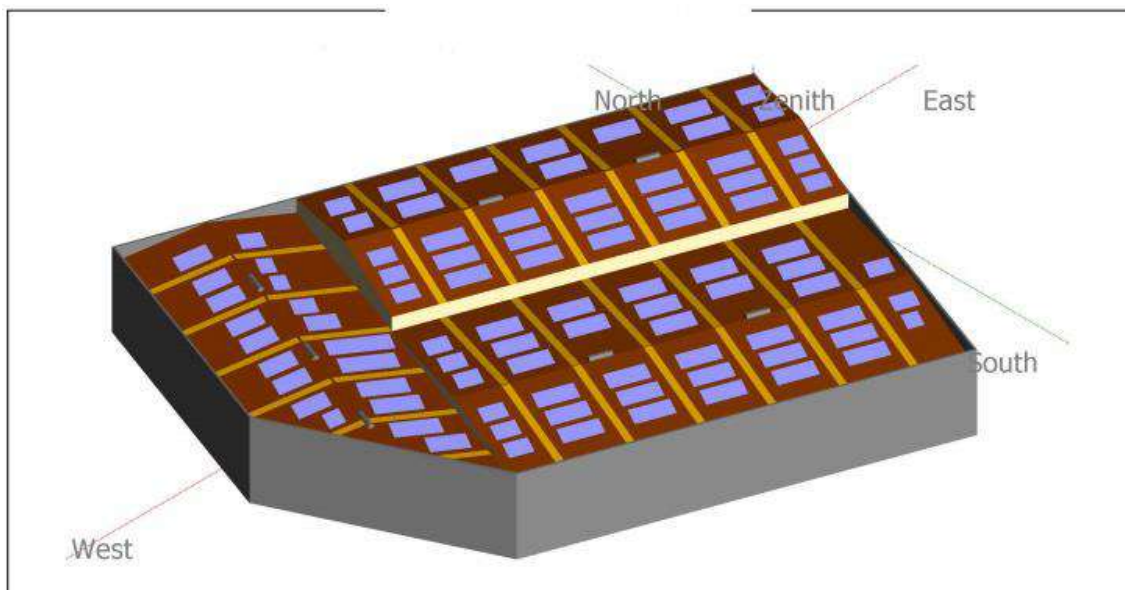


Ilustración 21: Modelo de Alternativa 2.

La producción de esta instalación a lo largo del primer año, para los datos meteorológicos considerados de la base de Meteonorm 8.0 y la configuración de los módulos seleccionadas será de **288,18 MWh**. Conociendo el valor de producción energética durante el año cero, se puede determinar también el parámetro de producción específica que caracteriza la instalación para ese mismo año, en este caso adquirirá un valor de **1617 kWh/kWp/año**.

Normalized productions (per installed kWp)

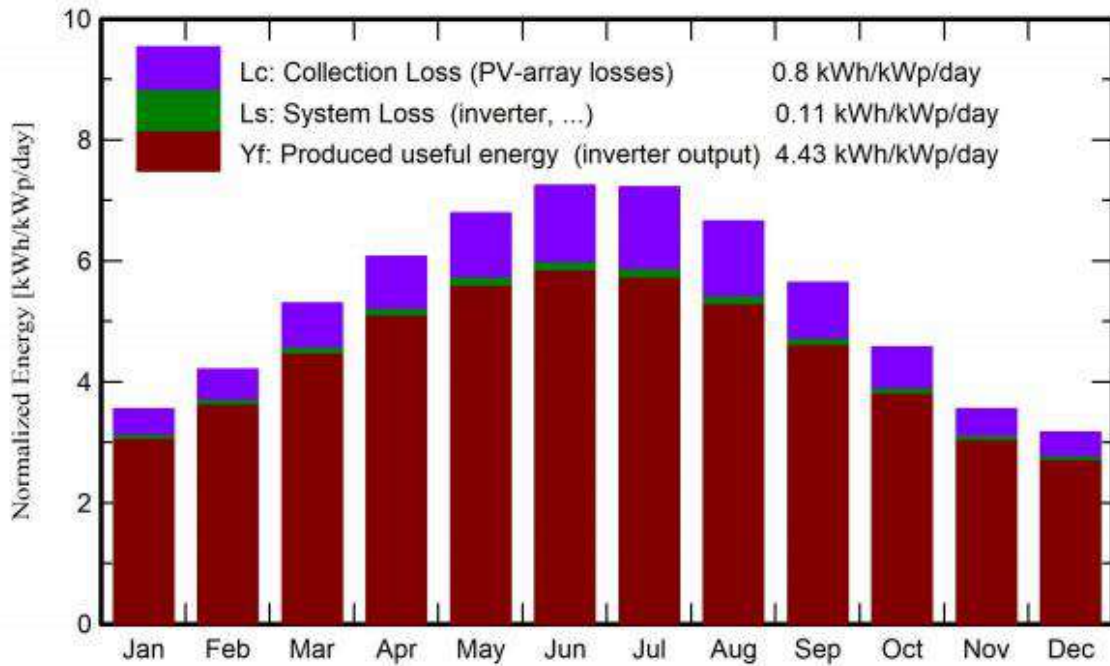


Ilustración 22: Producción específica al día media para cada mes del primer año obtenida con PVsyst.

El rendimiento de la instalación definido por el parámetro PR (Performance Ratio). En el primer año de la instalación, el PR será **83,05%**. En la Ilustración 23 se muestra una gráfica de la variación del PR durante cada mes.

Performance Ratio PR

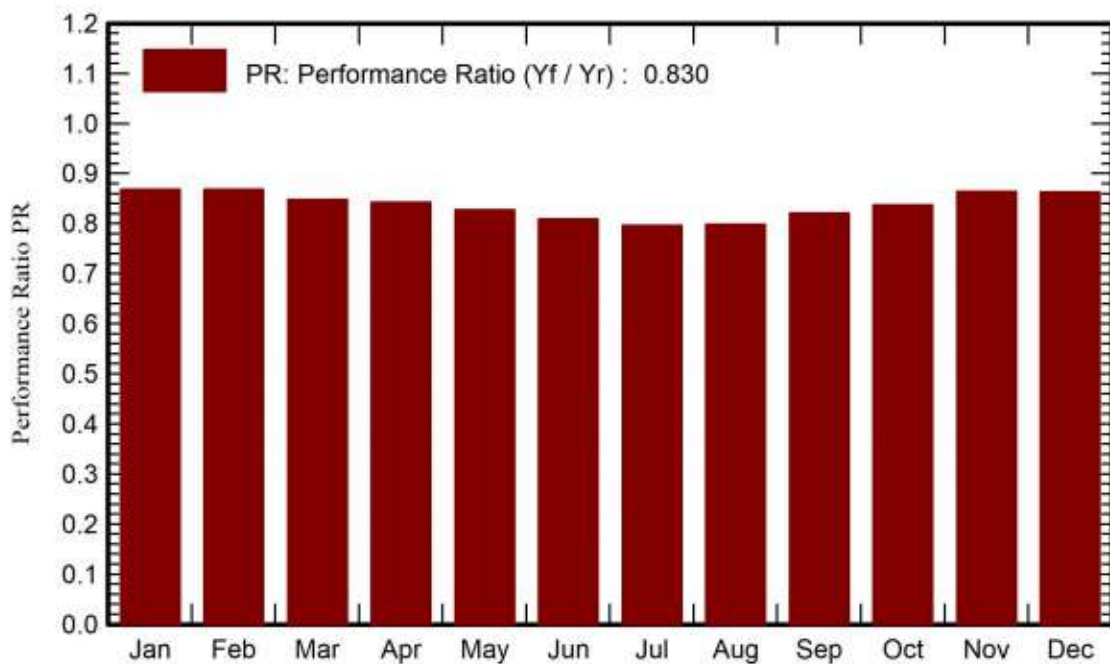


Ilustración 23: Parámetro PR para cada mes del primer año obtenido con PVsyst.

Introduciendo la curva de consumo simulada para esta nave industrial en el software PVsyst, y conociendo los valores de generación de la planta ya calculados, se obtiene un porcentaje de autoconsumo de **67,65%** para el año cero. La autosuficiencia del consumo tendrá un valor del **27,97%** respecto al consumo total de la nave industrial.

Tabla 8: Balance de energía y resultados principales de la Alternativa 2 obtenidos con PVsyst

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	76.6	26.38	5.05	109.9	104.0	17.40	54.01	13.27	3.75	40.74
February	90.7	33.99	6.40	117.6	112.4	18.61	52.82	12.43	5.76	40.39
March	140.2	49.70	9.79	164.3	157.5	25.42	51.74	15.65	9.18	36.09
April	169.8	67.42	12.61	182.1	174.6	27.99	49.54	19.62	7.72	29.93
May	209.0	73.01	16.88	210.5	202.0	31.77	41.65	19.82	11.19	21.83
June	221.8	69.70	22.30	217.4	208.7	32.10	47.90	20.08	11.25	27.82
July	224.7	72.63	26.39	223.9	215.0	32.54	64.62	23.55	8.21	41.07
August	196.4	65.22	25.70	206.2	197.9	30.06	44.42	13.00	16.33	31.42
September	149.6	60.12	20.36	169.2	162.0	25.35	85.14	18.88	5.88	66.26
October	113.9	42.06	15.77	141.8	135.6	21.66	82.73	16.67	4.48	66.06
November	77.7	32.61	8.89	106.4	100.9	16.74	64.47	12.30	4.07	52.17
December	66.2	24.07	5.72	98.1	92.1	15.43	58.08	9.67	5.42	48.41
Year	1736.7	616.88	14.71	1947.3	1862.7	295.07	697.12	194.95	93.23	502.17

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Teniendo en cuenta que los módulos fotovoltaicos sufren una degradación anual en torno al 0,8%, se estima que la energía generada y autoconsumida en 30 años (vida útil mínima de la instalación) sea de **7.713,53 kWh**.

Se puede observar que esta instalación cumple con los requisitos definidos en el apartado 6.3.6. de este mismo documento, por lo que se puede dar por válido el diseño de la instalación.

Tabla 9: Resumen de las características de la instalación de la Alternativa 2.

Alternativa 2	
Potencia nominal de la instalación	156 kW
Nº total de inversores	3
Modelo de inversores	Huawei SUN2000-60KTL (2 inversores) Huawei SUN2000-36KTL (1 inversor)
Potencia pico de la instalación	178 kW
Nº total de módulos	396
Modelo de módulos	JA Solar JAM72S20-450/MR
Producción energética	288,18 MWh/año
Producción específica	1617 kWh/kWp/año
Relación potencia pico/potencia nominal	1,14
PR	83,05%
Autoconsumo	67,65%
Autosuficiencia	27,87%

7.4. Conclusión diseño

De las dos alternativas de instalaciones estudiadas, se observa que las diferencias en los datos de producción y rendimiento no son muy significativas respecto a los valores globales de ambos. Los valores de producción energética y producción específica de cada alternativa son los siguientes:

Tabla 10: Producción energética y producción específica de cada alternativa.

	Alternativa 1	Alternativa 2
Producción energética	332,82 MWh/año	288,18 MWh/año
Producción específica	1604 kWh/kWp/año	1617 kWh/kWp/año

Observando los resultados obtenidos en términos de producción energética y producción específica, se puede determinar que la diferencia entre producciones energéticas es superior a la diferencia entre producciones específicas. Hablando en términos porcentuales respecto a la instalación de la Alternativa 2:

$$\begin{aligned} \% \Delta Prod_{ener} &= \frac{Prod_{ener,1} - Prod_{ener,2}}{Prod_{ener,2}} = \frac{332,82 \text{ MWh/año} - 288,18 \text{ MWh/año}}{288,18 \text{ MWh/año}} \\ &= \mathbf{15,28\%} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \% \Delta Prod_{esp} &= \frac{Prod_{esp,1} - Prod_{esp,2}}{Prod_{esp,2}} = \frac{1604 \text{ MWh/kWp/año} - 1617 \text{ MWh/kWp/año}}{1617 \text{ MWh/kWp/año}} \\ &= \mathbf{0,99\%} \end{aligned}$$

La instalación de la Alternativa 1 produce un **15,28%** más de energía que la Alternativa 2 a cambio de reducir únicamente un **0,99%** la producción específica de la instalación.

Por lo tanto, se seleccionará la **Alternativa 1** de máxima producción debido a la viabilidad energética de esta instalación, ya que la diferencia de producción energética es más significativa que la diferencia de producción específica con la Alternativa 2.

8. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

La instalación solar fotovoltaica propuesta convierte la energía de la radiación solar en energía eléctrica a través de una serie de módulos solares fotovoltaicos instalados en estructura fija de aluminio sobre las cubiertas de la nave con una inclinación óptima del captador solar de 20 grados. La energía eléctrica de corriente continua (DC) producida en el generador fotovoltaico se convierte en corriente alterna (AC) a través de los inversores, para así poder ser consumida por los receptores de la nave.

Los componentes principales que componen la instalación fotovoltaica son:

- Generador fotovoltaico (módulos + estructura).
- Inversores.
- Conductores y canalizaciones eléctricas.
- Protecciones eléctricas.

La instalación posee elementos de protección tales como interruptores automáticos e interruptores manuales incorporados en los inversores que permiten aislar eléctricamente la instalación fotovoltaica del resto de la instalación eléctrica de la industria. De cualquier modo, las características principales de los equipos, cableado y protecciones se especificarán a lo largo del presente documento.

Se asegura un grado de aislamiento eléctrico como mínimo de tipo básico clase II en lo que afecta a equipos (módulos e inversor) y al resto de materiales (conductores, cajas, armarios de conexión, etc.). En este apartado exceptuaremos el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorpora todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas, la calidad de suministro y no provocar averías en la red.

8.1. Configuración eléctrica

El fin es consumir la máxima producción de energía eléctrica teniendo en cuenta que la energía que recibimos del sol no es constante, ya que cambia a lo largo del año y con las condiciones climatológicas.

En total se van a implantar, como se ha especificado anteriormente, 461 módulos de 450 W, con su configuración eléctrica correspondiente, repartidos de manera correspondiente a los criterios de diseño establecidos, también mostrada en el plano 5 de "Layout y configuración eléctrica" del presente documento:

- Inversores: HUAWEI SUN2000-60KTL (3 inversores).
- 21 strings de 15 módulos de 450 W, 9 strings de 14 módulos de 450 W y 2 strings de 10 módulos módulos de 450 W.
- 1 dispositivo de medida de la carga SOCOMEC COUNTIS E43.
- 1 dispositivo de gestión de comunicaciones SMART LOGGER 3000A.
- 1 Caja de protección de corriente alterna.

8.2. Componentes de la instalación

En el siguiente apartado se enumeran y se desarrollan las características técnicas de cada uno de los componentes que forma parte de la instalación.

8.2.1. Módulos fotovoltaicos

La instalación solar fotovoltaica estará compuesta por un total de **461 módulos fotovoltaicos** interconectados entre sí, en series de 15, 14 y 10 módulos cuya configuración eléctrica queda como ya se ha detallado en anteriores apartados y tal y como se muestra en el plano 5 “Layout y configuración eléctrica” de la instalación objeto de este documento.

Para esta instalación se han seleccionado módulos fotovoltaicos basados en la tecnología de silicio monocristalino PERC y de media célula. Los módulos tendrán unas dimensiones de 2.112 x 1.052 mm, capaces de entregar una potencia de **450 W** en condiciones estándar. El fabricante del módulo será JA SOLAR o similar, y tendrá las características principales mostradas en la tabla siguiente.

Tabla 11: Características técnicas principales del módulo fotovoltaico.

Características eléctricas	Módulo	Unidades
Potencia	450	Wp
Tolerancia de salida (Pmax)	0~+5	W
Corriente máxima potencia (Imp)	10,84	A
Tensión de máxima potencia (Vmp)	41,52	V
Corriente de cortocircuito (Icc)	11,36	A
Tensión de circuito abierto (Voc)	49,70	V
Eficiencia del módulo	20,3	%
Tensión máxima del Sistema (Vdc)	1.000	V
Intensidad inversa máxima del sistema	20	A

8.2.2. Inversor fotovoltaico

El inversor fotovoltaico es el equipo encargado de la conversión de la corriente continua en baja tensión generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna trifásica en baja tensión a la misma frecuencia de la red general. Para poder alimentar de forma directa los receptores de la instalación industrial.

Los inversores de conexión a red disponen de un sistema de control que permite un funcionamiento completamente automatizado. Y comprende las siguientes características de funcionamiento:

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

Debido a las especiales características de producción de energía de los módulos fotovoltaicos, estos varían su punto de máxima potencia según la irradiación y la temperatura de funcionamiento de la célula. Por este motivo el inversor debe ser capaz de hacer trabajar al campo solar en el punto de máxima potencia, y contar con un rango de tensiones de entrada bastante amplio.

- Características de la señal generada.
 - La señal generada por el inversor está perfectamente sincronizada con la red respecto a frecuencia, tensión y fase a la que se encuentra conectado.
 - Reducción de armónicos de señal de intensidad y tensión. Presenta un coeficiente de distorsión armónica menor del 3 %.
- Protecciones.
 - Contra funcionamiento en isla.
 - Contra sobreintensidad de AC tipo II.
 - Tensión del generador fotovoltaico: Los inversores detectan la tensión mínima de trabajo de los generadores fotovoltaicos a partir de un valor de radiación solar muy bajo, dando así la orden de funcionamiento o parada para el valor de tensión mínimo y máximo de funcionamiento.
 - Temperatura elevada.
 - Alta y baja frecuencia.
 - Contra sobretensiones tipo II, uno por cada MPPT.
 - Seccionador de corriente continua.
 - Contra polaridad inversa de CC.
 - Aislamiento de CC.

A continuación, se muestran las principales características del tipo de inversor de conexión a red que se va a establecer en esta instalación fotovoltaica. El inversor es del fabricante **Huawei**, y en concreto el siguiente modelo:

- **HUAWEI SUN2000-60KTL.**



Ilustración 24: Inversor HUAWEI SUN2000-60KTL

Características eléctricas	SUN2000-60KTL	Unidades
Entrada		
Rango de tensión en MPP	200-1000	Vdc
Tensión máxima	1.100	Vdc
Corriente máxima	30	A
Nº entradas en CC	12	Ud
Salida		
Potencia nominal	60.000	W
Máxima Corriente	100 A para 380 Vac 95.3 A para 400 Vac 79.4 A para 480 Vac	A
Tensión nominal	220V/380V, 230V/400V, 277V/480V	Vac
Frecuencia nominal	50/60	Hz
Rendimiento		
Máximo	98,7	%
Europeo	98,5	%

8.2.3. Dispositivo de gestión de comunicaciones y monitorización

El sistema de monitorización **SmartLogger3000A** de Huawei permite el control y monitorización de hasta 80 inversores fotovoltaicos, además de permitir un control remoto de potencia activa y reactiva, así como conexiones a sistemas de monitoreo de terceros y registro de datos. Por lo tanto, es un dispositivo completamente válido para la eficaz comunicación, control, monitorización y registro de datos de los inversores utilizados.

Para su correcto funcionamiento se instala junto con un analizador de energía COUNTIS E43, colocado en el punto frontera de la instalación, para la medida del consumo de toda la energía de la industria y el vertido de energía que pueda tener lugar debido a la instalación fotovoltaica.

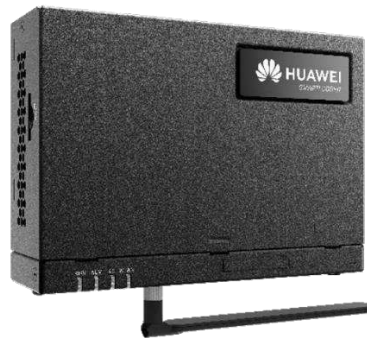


Ilustración 25: SMARTLOGGER 3000A de Huawei

Tabla 12: Características eléctricas del HUAWEI SMARTLOGGER 3000A

Características	SMARTLOGGER3000A	Unidades
Datos técnicos		
Nº dispositivos gestionables	80	-
Características eléctricas		
Consumo de energía	Típico 8 – máximo 15	W
Rango de tª operación	-40 a +60	º C
Protocolo de comunicación		
Interfaz del inversor (Ethernet)	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104	-
Interfaz del inversor (RS485)	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (estándar), DL / T645	-
Características mecánicas		
Dimensiones	225 x 160 x 44	mm
Peso	2	kg
Tipo de protección	20	IP

8.2.4. Estructura soporte de módulos

Los módulos FV se sustentarán sobre estructura fija de aluminio 6061 con tratamiento térmico T6 inclinada 20 grados respecto al plano horizontal. Esta estructura estará constituida por diferentes perfiles, soportes y bastidores, y será capaz de soportar las condiciones climatológicas de la zona. Los módulos fotovoltaicos se colocan en posición vertical.

Los principales elementos de los que se compone el seguidor son los siguientes:

- Soportes de estructura al suelo.
- Perfiles de aluminio 6061-T6 para sustentación de módulos.
- Bastidores de aluminio con la inclinación suficiente para que el plano de los módulos quede a 20 grados.
- Tornillería en acero inoxidable.
- Grapas G6/G7 para fijación de módulos fabricadas en aluminio anodizado. Los elementos de fijación garantizarán las dilataciones térmicas necesarias, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos.
- Elementos de refuerzo.



Ilustración 26: Estructura de aluminio montada sobre cubierta de chapa metálica.

La estructura seleccionada para soporte de los módulos se somete a un estudio mecánico de deformaciones y tensiones en el Anexo 2 “Estudio mecánico” de este mismo documento. En este estudio se verifica la validez de la estructura seleccionada, tanto material como dimensiones, siguiendo los criterios establecidos en el Código Técnico de la Edificación.

8.3. Instalación eléctrica

Según la naturaleza de la corriente eléctrica, la instalación fotovoltaica está dividida eléctricamente en dos partes: instalación de corriente continua, desde los módulos fotovoltaicos hasta los inversores, e instalación de corriente alterna, desde la salida de los inversores hasta el cuadro general de protección general de la nave previo paso por las cajas de protecciones correspondientes.

8.3.1. Instalación de corriente continua (CC)

El sistema de CC incluye el siguiente equipamiento:

- Conductores de string.
- Inversores fotovoltaicos.

El diseño y dimensionado del sistema de CC para la instalación fotovoltaica cumplirá todo lo establecido en la normativa vigente.

8.3.1.1. *Conductores de corriente continua*

A la hora de calcular y dimensionar las secciones de los conductores de CC a emplear en la instalación solar fotovoltaica, deberemos tener en cuenta la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT, concretamente el punto 5, según el cual, los cables de conexión para este tipo de instalaciones deberán estar dimensionados para una intensidad superior al 125% de la máxima intensidad del generador. Por otro lado, la caída de tensión en este tramo no será superior al 1,5% para la intensidad nominal, según el pliego de condiciones técnicas del IDAE.

Los circuitos de corriente continua para cada uno de los strings constan de conductor de polo positivo y polo negativo. Este cableado se dispone a la intemperie, canalizado en bandejas metálicas perforadas con tapa sobre la cubierta de la nave, para tramos en los que se agrupen conductores procedentes de distintos strings, y en montaje superficial canalizado a través de un tubo de PVC corrugado de 25 mm de diámetro, para tramos en los que los conductores vayan fijados directamente a la estructura y tramos desde el final de cada string hasta la canalización en bandeja metálica perforada.

El conductor de string es el cable de CC especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas en intemperie y se utilizará para cablear los strings de módulos fotovoltaicos hasta las entradas de los inversores.

El tipo de conductor seleccionado para este tramo es de cobre de **6 mm²** de sección tipo **Solar H12222-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC**, flexible y libre de halógenos, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida especialmente diseñado para instalaciones fotovoltaicas, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, la abrasión y los impactos. El cálculo del tipo y sección de conductor seleccionado queda justificado en el Anexo 1 "Cálculos eléctricos" del presente documento.

8.3.2. Instalación de corriente alterna (CA)

La parte de la instalación de corriente alterna cumplirá con lo establecido en la normativa nacional vigente de instalaciones eléctricas en baja tensión (REBT), la cual establece las especificaciones técnicas que deben cumplir con el fin de garantizar la seguridad tanto en el uso de la energía eléctrica como de las personas.

8.3.2.1. *Conductores de corriente alterna*

Los conductores seleccionados para las líneas trifásicas de la parte de corriente alterna de la instalación se emplearán para conectar la salida de cada inversor con el cuadro de protección general de la nave, previo paso por el cuadro de protecciones de corriente alterna donde se agruparán las salidas de los inversores.

Para los cálculos de estas líneas se ha tenido en cuenta la ITC-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT, concretamente el punto 5, según el cual, los cables de conexión para este tipo de instalaciones deberán estar dimensionados para una intensidad superior al 125%

de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de consumo, no será superior al 1,5% para la intensidad nominal.

En general, los conductores serán resistentes a la absorción de agua, el frío, la radiación UV, agentes químicos, grasas o aceites, abrasión e impactos.

La línea trifásica, que conecta la salida de cada inversor con el cuadro de protección de CA será de cobre de **35 mm²** de sección (3x35+16 mm²), del tipo **RV-K (AS)**, flexible, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, e irá instalado en bandeja metálica perforada. El cálculo del tipo y sección de conductor seleccionado queda justificado en el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” del presente documento.

La línea trifásica, que conecta la salida del cuadro de protecciones de CA con el cuadro de baja tensión la industria, será de cobre de **240 mm²** de sección (3x240+120 mm²), del tipo **RZ1-K (AS)**, flexible, libre de halógenos, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, e irá instalado en montaje superficial. El cálculo del tipo y sección de conductor seleccionado queda justificado en el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” del presente documento.

Además, el interruptor general del cuadro de protección general de la nave es de **2000 A** con un embarrado que soporta tal intensidad, valor mayor al máximo que se podría dar por parte de la instalación solar fotovoltaica objeto de este documento, por lo que se pueden dar por validas sus características.

8.4. Protecciones eléctricas

8.4.1. Protecciones contra sobrecorrientes

Los cables deberán estar debidamente protegidos contra los efectos peligrosos, térmicos y dinámicos que puedan originar las sobrecorrientes susceptibles de producirse en la instalación, cuando éstas puedan dar lugar a averías y daños.

Los dispositivos de protección utilizados no deberán provocar ningún tipo de peligro de materiales ni explosiones que puedan ocasionar daños a personas o cosas.

Entre los diferentes dispositivos de protección contra las sobreintensidades pertenecientes a la misma instalación, o en relación con otros exteriores a ésta, se establece una adecuada coordinación de actuación para que la parte desconectada en caso de falla de cortocircuito o sobrecarga, ésta sea la menor posible.

8.4.1.1. Protección contra cortocircuitos

La protección contra cortocircuitos se realizará por medio de interruptores automáticos de forma que la falta sea despejada en un tiempo tal, que la temperatura alcanzada por el conductor durante el cortocircuito no dañe el cable.

Las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas, correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos, serán las indicadas en tablas de la normativa vigente.

8.4.1.2. *Protección contra sobrecargas*

Los interruptores automáticos instalados para la protección contra cortocircuitos serán los encargados, además, de realizar las protecciones frente a sobrecargas en la instalación, aunque será necesario controlar la carga en el origen de la línea o del cable mediante el empleo de instrumentos de medida o a partir de estimaciones de las cargas conectadas al mismo, con la finalidad de asegurar que la temperatura del cable no supere la máxima admisible en servicio permanente.

8.4.2. Protecciones contra sobretensiones

Los cables deberán protegerse contra las sobretensiones peligrosas, tanto de origen interno como de origen atmosférico, cuando la importancia de la instalación, el valor de las sobretensiones y su frecuencia de ocurrencia así lo aconsejen.

Los inversores seleccionados para la instalación de la gama Huawei utilizados disponen de descargadores de tensiones del tipo SPD tanto en el lado de corriente continua como en el lado de corriente alterna, por lo que no será necesario disponer de protección eléctrica contra sobretensiones de manera adicional en la instalación solar fotovoltaica.

8.4.3. Protecciones contra contactos directos

Se define el contacto directo, como el contacto de personas o animales con partes activas de los materiales y equipos que forman la instalación.

Tanto la parte de corriente continua como la parte de corriente alterna estará protegida contra contactos directos, de manera que los elementos activos deben ser inaccesibles. Para ello, se utilizarán cajas de conexión debidamente protegidas, que no permitan el acceso a su interior, así como elementos y cableado de doble aislamiento.

8.4.4. Protecciones contra contactos indirectos

Se define el contacto indirecto como el contacto de personas o animales domésticos con partes que se han puesto bajo tensión como resultado de un fallo de aislamiento. La protección contra contactos indirectos será suficiente con la implantación de un nivel de protección de clase II en todos los elementos, garantizando que no se produzca un fallo de aislamiento que provoque una situación de peligro ante un contacto indirecto. Ante esta situación, se incorpora en el propio inversor un detector de aislamiento. Por otro lado, esta parte de la instalación será normalmente inaccesible para las personas, debiendo ser advertidas mediante la adecuada señalización de tensiones peligrosas aquellas personas que vayan a realizar alguna tarea sobre la cubierta.

Con el fin de proteger a las personas contra contactos indirectos, en la parte de corriente alterna se instalarán interruptores diferenciales según RD 1699/2011, los cuales irán instalados en el cuadro de baja tensión situado a la salida de los inversores, y cuya misión es la de desactivar el circuito en el momento en que se produzca una derivación de corriente. Las derivaciones de corriente no solo se producen por fallos en el aislamiento, sino que también pueden ser el efecto de un contacto directo, por lo que puede considerarse que el interruptor diferencial también representa una protección frente a contactos directos.

8.4.5. Protecciones instaladas

8.4.5.1. Protecciones de corriente continua

Las protecciones de corriente continua tienen la función de proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos cada uno de los polos del string. En las instalaciones fotovoltaicas, se suelen instalar fusibles en serie con la cadena de módulos fotovoltaicos, con la función de evitar la corriente inversa en otros strings cuando hay más de un string en paralelo, tal y como se muestra en la Ilustración 27. Dicha corriente inversa se producirá cuando uno de los strings falle.

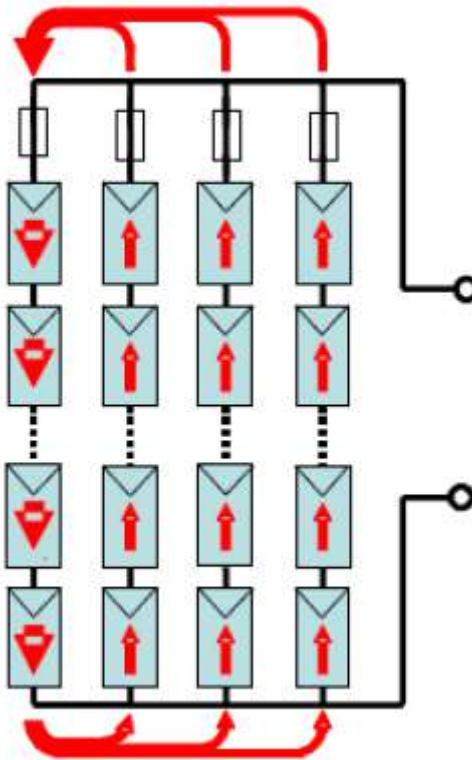


Ilustración 27: Esquema de sentido de la corriente de 4 strings en paralelo ante el fallo de un string.

En este caso, no se instalarán protecciones de corriente continua debido a la tecnología del inversor. Esto se debe a que los inversores de la gama SUN2000 de la marca Huawei tienen dos strings por cada MPPT. Cuando un string falla, la corriente de cortocircuito del otro string es de 11,36 A como máximo. Los módulos disponen de una capacidad de corriente inversa de 20 A por lo que la conexión es segura.

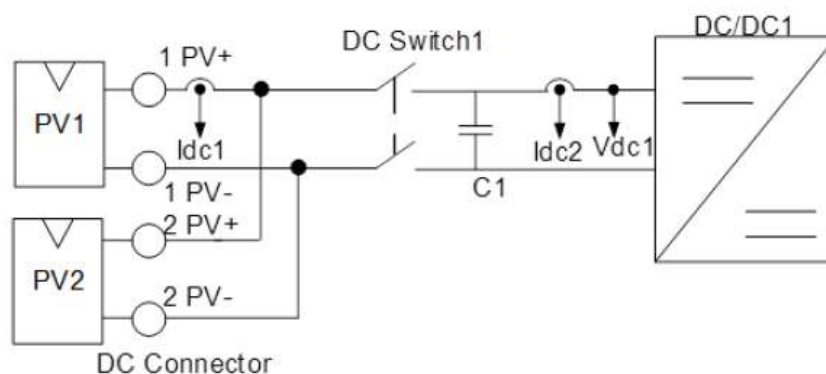


Ilustración 28: Esquema de conexión de un MPPT de inversor SUN2000 de la marca Huawei.

Este diseño cumple con el estándar IEC62548, en este documento se comprueba que para un sistema donde hay solo dos entradas, la protección es solo necesaria cuando la corriente de cortocircuito de N-1 strings superase el valor máximo dado por el fabricante del panel, que, como hemos indicado antes, es de 20 A. En el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” se verifica en mayor detalle la ausencia de fusibles en el lado de corriente continua de la instalación. La ausencia de fusibles por cada string existente en la instalación supondrá un ahorro significativo en el coste final de la instalación.

8.4.5.2. Protecciones de corriente alterna

Se instalarán protecciones de corriente alterna a la salida de cada uno de los inversores para proteger la línea eléctrica trifásica de alterna que conecta los inversores con el cuadro de baja tensión de la industria, como se puede observar en el plano 6 “Esquema unifilar”.

Las protecciones eléctricas que van a ser instaladas serán un interruptor magnetotérmico tetrapolar de **100 amperios** de calibre para la protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, y un interruptor automático diferencial trifásico de **100 amperios** que detecta faltas de intensidad superiores a 300 mA para la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos, tal y como se justifica en el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” de este documento.

Además de las protecciones mencionadas, se instalará un interruptor magnetotérmico tetrapolar adicional de **315 amperios** dentro del cuadro de distribución general de la nave industrial para la protección frente a sobrecargas y para el seccionamiento de la línea procedente de la instalación solar fotovoltaica, tal y como se justifica en el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” de este documento.

8.5. Puesta a tierra

La instalación de puesta a tierra cumplirá con lo dispuesto en el artículo 12 del R.D. 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Se define como “toma de tierra” a la unión eléctrica entre un conductor con la masa terrestre. Esta unión se lleva a cabo mediante electrodos enterrados obteniendo con ello una toma de tierra cuya resistencia de empalme depende de varios factores, tales como: superficie de los electrodos enterrados, profundidad de enterramiento, clase del terreno, humedad y temperatura del terreno, etc.

Por otra parte, se denomina “puesta a tierra” a la unión directa de determinadas partes de una instalación eléctrica con la toma de tierra, permitiendo el paso a tierra de las corrientes de fallo o descargas atmosféricas.

El sistema de puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica deberá cumplir con las condiciones técnicas adecuadas para garantizar la seguridad de las personas frente a contactos directos e indirectos, así como evitar que se produzcan transferencias de defectos a la Red de Distribución o a las instalaciones de la industria.

Para la puesta a tierra de las masas presentes en la instalación solar fotovoltaica, es decir, las estructuras y marcos de los paneles, partes metálicas de la instalación, etc., se utilizará como conductor un cable de cobre de 6 mm² de sección. Para la conexión de los dispositivos a la instalación de puesta a tierra se emplearán bornas que garanticen una unión continua y perfecta entre instalaciones en caso de sobrecarga.

El sistema de toma de tierra de la instalación solar fotovoltaica, debido a las características del terreno y las dimensiones de la nave industrial donde se sitúa, está formado por dos partes diferenciadas: un electrodo de puesta a tierra en zanja horizontal y un sistema electrodos formado por picas enterradas de manera vertical.

El electrodo de puesta a tierra dispuesto en zanja horizontal consistirá en un **cable de cobre** desnudo de 16 mm² de sección enterrado a 0,8 m de profundidad con una longitud de 12 m. Este conductor situará la instalación de puesta a tierra a una distancia de 8 metros de la nave industrial para garantizar la separación entre el sistema de puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica y el sistema de puesta a tierra de la nave industrial.

La toma de tierra formada por electrodos de picas verticales consistirá en **2 picas** de acero recubiertas de cobre con un diámetro de 14 mm y 2 metros de longitud, separadas a una distancia mínima del doble de la longitud de la pica (4 metros), que estarán conectadas al electrodo de cable desnudo de cobre de 16 mm² especificado anteriormente. El número de picas se ha determinado en función de las características resistivas de las mismas y del terreno en el Anexo 1 “Cálculos eléctricos” de este documento.

En el plano 8 “Puesta a tierra” se muestra en detalle las características, dimensiones y aspectos más relevantes de la instalación de puesta a tierra descrita anteriormente.

8.6. Armónicos y compatibilidad electromagnética

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el artículo 13 del R.D. 1699/2011 sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

8.7. Sistema de monitorización

El sistema de monitorización de la instalación se realizará a través del **SmartLogger3000A** de Huawei junto con el **COUNTIS E43**, ya descritos en la presente memoria, el cual funciona como gestor de comunicaciones, registrador de datos de curva de producción de la instalación, dispositivo principal de PLC y switch Ethernet.



Ilustración 29: Analizador de energía Countis E43.

Gracias al sistema se puede monitorizar el estado de la instalación en todos los dispositivos, así como la energía eléctrica producida en cada momento en tiempo real. Con este sistema se

consigue analizar, detectar inmediatamente y solucionar remotamente diversos problemas en la operación de la instalación.

En la Ilustración 30 se muestra un esquema de conexión de las comunicaciones entre inversores de la gama SUN2000 de Huawei, que es la gama utilizada en este trabajo, con el Smartlogger de Huawei.

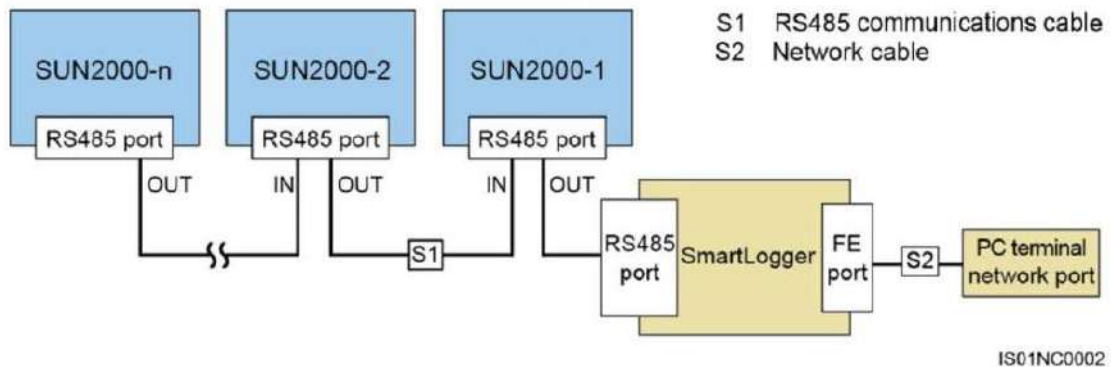


Ilustración 30: Esquema de conexión de combinaciones Huawei Smartlogger.

La topología de comunicación de datos que se efectúa en el sistema de monitorización es el de Master-Slave, de tal forma que el SmartLogger actúa como maestro recogiendo los datos procesados por los inversores, que en este caso actúan como esclavos. La comunicación entre maestro y esclavos se realiza a través del protocolo de comunicación RS485, mientras que los datos procesados por el SmartLogger se envían a un servidor de Huawei a partir de internet mediante conexión Ethernet, de donde se podrán observar los datos a través de la web de monitorización en tiempo real o recogidos desde la puesta en marcha de la instalación.



ANEXO 1: CÁLCULOS ELÉCTRICOS





ÍNDICE CÁLCULOS ELÉCTRICOS

1. CÁLCULO DE CONDUCTORES.....	65
1.1. Caída de tensión.....	66
1.1.1. Conductores de corriente continua	66
1.1.2. Conductores de corriente alterna	71
1.2. Intensidad máxima.....	72
1.2.1. Conductores de corriente continua	72
1.2.2. Conductores de corriente alterna	73
2. CÁLCULO DE PROTECCIONES.....	76
2.1. Sobrecargas y cortocircuitos	76
2.1.1. Protección conductores de corriente continua.....	76
2.1.2. Protección conductores de corriente alterna	77
2.2. Sobretensiones.....	77
3. CÁLCULO PUESTA A TIERRA	79
3.1. Toma de tierra.....	79
3.1.1. Resistencia de toma de tierra	81
3.1.2. Resistencia de los electrodos	81
3.1.3. Resistencia final de toma de tierra	83



1. CÁLCULO DE CONDUCTORES

A efectos de todos los cálculos de la sección de conductores, tanto en las partes de la instalación eléctrica en corriente continua como en la de corriente alterna, se enumeran las siguientes consideraciones:

La **intensidad nominal** de la parte de corriente continua será la intensidad en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la intensidad de salida del inversor operando en condiciones nominales.

La **tensión nominal** de la parte de corriente continua será la tensión en el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la tensión de salida del inversor operando en condiciones nominales, esto es, 230 V o 400 V, según sea de salida monofásica o trifásica respectivamente.

La **intensidad máxima** de la parte de corriente continua será la intensidad de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la intensidad máxima de salida del inversor descrita en la ficha técnica del fabricante y un factor de potencia de 0,9 en inversores monofásicos y de 0,95 en inversores trifásicos. En ambos casos se dimensionará el cableado para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima, tal y como se indica en la ITC-BT-40 del R.E.B.T.

La **tensión máxima** de la parte de corriente continua será la tensión de circuito abierto de los módulos fotovoltaicos. En la parte de corriente alterna será la tensión de salida del inversor existente operando en condiciones nominales, esto es, 230 V o 400 V, según sea de salida monofásica o trifásica respectivamente.

Para el cálculo de la sección de los conductores se ha seguido lo que especifica el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión en vigor, lo que especifican las Hojas de interpretación del Ministerio y las condiciones particulares que añade el Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Conectadas a la Red (PCT-C) del IDAE.

En el cálculo de la sección de los conductores se consideran dos criterios:

Calentamiento del conductor. La densidad de corriente en el conductor debe ser limitada para disminuir el calentamiento producido al circular la corriente eléctrica. Este criterio fija la máxima intensidad de corriente por el conductor.

Caída de tensión en el conductor. La caída de tensión (diferencia entre la tensión al principio y al final de la línea), se limita para evitar el efecto que la disminución de la tensión de utilización tiene sobre el funcionamiento de los receptores, los cuales deben estar conectados a la tensión nominal para su correcto funcionamiento.

Se escogerá por lo tanto el criterio más restrictivo entre el criterio de intensidad máxima admisible y el criterio de caída de tensión. Las caídas de tensión máximas admisibles y recomendadas serán fijadas atendiendo, tanto al R.E.B.T. como el Pliego de condiciones Técnicas del IDAE (PCT-C). Se ha establecido como criterio de caída de tensión el recomendado por el IDAE en la parte de corriente continua, con un valor de 0,5% y sin llegar a superar en ningún caso el 1,5%, y en la parte de corriente alterna de la instalación según R.E.B.T., con una caída de tensión máxima del 1,5% de diseño de la instalación solar fotovoltaica.

1.1. Caída de tensión

1.1.1. Conductores de corriente continua

Para el cálculo de los conductores en la parte de corriente continua se considera como intensidad máxima del circuito la intensidad del módulo fotovoltaico en cortocircuito, que es la máxima posible, y como tensión de funcionamiento máximo, la tensión en circuito abierto de cada grupo de módulos en serie (string). Para estos cálculos se tendrá en cuenta los siguientes aspectos teóricos y normativos.

La resistencia de un conductor:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad R = \frac{L}{K \cdot S}$$

$$\rho = \frac{R \cdot S}{L} = \frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} = \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$$

Siendo:

- R = Resistencia del conductor en Ω .
- L = Longitud de la línea en m.
- S = Sección del conductor en mm^2 .
- ρ = Resistividad del conductor
- K = Conductividad (dependiente del aislamiento y de su temperatura de operación).

Según la siguiente tabla:

Tabla 1: Conductividad cobre y aluminio a distintas temperaturas.

Material	γ_{20}	γ_{70}	γ_{90}
Cobre	56	48	44
Aluminio	35	30	28
Temperatura	20°C	70°C	90°C

Estos valores son a 20°C, 70°C y 90°C, para hilo estirado en frío con una resistencia de más de 30 kg/mm^2 y con un diámetro mayor o igual a 1 mm^2 .

Debido a las condiciones de trabajo a las que se ven sometidos los conductores, para el cálculo se emplearán los valores de **conductividad a 20°C**.

$$\rho = \frac{1}{K}$$

Por facilidad a la hora de realizar el cálculo se utilizará K.

También se sabe que:

$$R = \frac{(V_a - V_b)}{I}$$

Si se sustituye:

$$\frac{(V_a - V_b)}{I} = \left(\frac{L}{S}\right)\rho$$

Luego:

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{V_a - V_b} = \frac{2 \cdot L \cdot I}{K \cdot (V_a - V_b)}$$

La caída de tensión en líneas de corriente continua viene expresada por la fórmula:

$$e = \frac{2 \cdot I \cdot L}{K \cdot S} \quad S = \frac{2 \cdot I \cdot L}{K \cdot e}$$

A continuación, se justifican las secciones de conductor a utilizar, así como las caídas de tensión obtenidas para cada uno de los tramos de CC.

Caída de Tensión en el string

Para este cálculo se ha tenido en cuenta una caída de tensión en el tramo más desfavorable, es decir, el tramo de conductor que une internamente los módulos de mayor longitud, existente en las distintas series de 15, 14 y 10 módulos fotovoltaicos. En la siguiente tabla se muestra dicho valor más desfavorable de la serie, con un conductor de cobre de 4 mm² de sección.

Tabla 2: Cálculo de caída de tensión en cableado de strings (1-10)

String	Nº módulos	Potencia Prevista (W)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión de Referencia (V)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)
1	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
2	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
3	15	6750	6,9	4	745,5	0,56	0,07%
4	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
5	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
6	15	6750	6,9	4	745,5	0,56	0,07%
7	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
8	15	6750	6,9	4	745,5	0,56	0,07%
9	15	6750	4,2	4	745,5	0,34	0,05%
10	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%

Tabla 3: Cálculo de caída de tensión en cableado de strings (11-32)

String	Nº módulos	Potencia Prevista (W)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión de Referencia (V)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)
11	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
12	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
13	15	6750	8,6	4	745,5	0,70	0,09%
14	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
15	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
16	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
17	15	6750	3,7	4	745,5	0,30	0,04%
18	15	6750	6,6	4	745,5	0,53	0,07%
19	15	6750	6,6	4	745,5	0,53	0,07%
20	15	6750	6,6	4	745,5	0,53	0,07%
21	15	6750	5	4	745,5	0,40	0,05%
22	14	6300	3,7	4	695,8	0,30	0,04%
23	14	6300	3,7	4	695,8	0,30	0,04%
24	14	6300	3,7	4	695,8	0,30	0,04%
25	14	6300	3,7	4	695,8	0,30	0,04%
26	14	6300	5,3	4	695,8	0,43	0,06%
27	14	6300	5,3	4	695,8	0,43	0,06%
28	14	6300	5,3	4	695,8	0,43	0,06%
29	14	6300	5,3	4	695,8	0,43	0,06%
30	14	6300	5,3	4	695,8	0,43	0,06%
31	10	4500	5,3	4	497	0,43	0,09%
32	10	4500	5,3	4	497	0,43	0,09%

Caída de Tensión entre el string y el inversor

Los cálculos de caída de tensión para cada uno de los tramos de conductores de corriente continua comprendidos entre el string y la entrada al inversor, con una sección de conductor de cable de cobre de 6 mm².

La siguiente tabla muestra un resumen de los valores de caídas de tensión (CDT) más desfavorables de cada uno de los strings hasta llegar a los inversores:

Tabla 4: Cálculo de caída de tensión más desfavorable en cableado de strings (1-16) a inversores.

String	Nº módulos	Potencia Prevista (W)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión de Referencia (V)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)	C.d.t. (%) Acumulada
1	15	6750	41,72	6	745,5	2,25	0,30%	0,34%
2	15	6750	64,72	6	745,5	3,49	0,47%	0,51%
3	15	6750	95,74	6	745,5	5,16	0,69%	0,77%
4	15	6750	77,05	6	745,5	4,15	0,56%	0,60%
5	15	6750	51,04	6	745,5	2,75	0,37%	0,44%
6	15	6750	40,48	6	745,5	2,18	0,29%	0,33%
7	15	6750	73,67	6	745,5	3,97	0,53%	0,61%
8	15	6750	46,46	6	745,5	2,50	0,34%	0,38%
9	15	6750	53,31	6	745,5	2,87	0,39%	0,43%
10	15	6750	80,54	6	745,5	4,34	0,58%	0,62%
11	15	6750	84,74	6	745,5	4,57	0,61%	0,65%
12	15	6750	88,91	6	745,5	4,79	0,64%	0,74%
13	15	6750	61,24	6	745,5	3,30	0,44%	0,48%
14	15	6750	64,96	6	745,5	3,50	0,47%	0,51%
15	15	6750	93,79	6	745,5	5,05	0,68%	0,72%
16	15	6750	97	6	745,5	5,23	0,70%	0,74%

Tabla 5: Cálculo de caída de tensión más desfavorable en cableado de strings (17-32) a inversores.

String	Nº módulos	Potencia Prevista (W)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	Tensión de Referencia (V)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)	C.d.t. (%) Acumulada
17	15	6750	100,21	6	745,5	5,40	0,72%	0,80%
18	15	6750	118,59	6	745,5	6,39	0,86%	0,93%
19	15	6750	72,98	6	745,5	3,93	0,53%	0,60%
20	15	6750	63,31	6	745,5	3,41	0,46%	0,51%
21	15	6750	79,54	6	745,5	4,29	0,58%	0,62%
22	14	6300	106,76	6	695,8	5,75	0,83%	0,87%
23	14	6300	111,76	6	695,8	6,02	0,87%	0,91%
24	14	6300	28,42	6	695,8	1,53	0,22%	0,26%
25	14	6300	35,31	6	695,8	1,90	0,27%	0,34%
26	14	6300	45,68	6	695,8	2,46	0,35%	0,42%
27	14	6300	43,25	6	695,8	2,33	0,34%	0,40%
28	14	6300	51,19	6	695,8	2,76	0,40%	0,46%
29	14	6300	60,52	6	695,8	3,26	0,47%	0,53%
30	14	6300	58,08	6	695,8	3,13	0,45%	0,54%
31	10	4500	76,89	6	497	4,14	0,83%	0,92%
32	10	4500	61,24	6	497	3,30	0,66%	0,66%

Teniendo en cuenta todos los cálculos anteriores, se obtiene una caída de tensión más desfavorable en el lado de corriente continua del 0,93%.

1.1.2. Conductores de corriente alterna

En la parte de alterna se considerará la intensidad máxima de salida del inversor indicada por el fabricante.

La caída de tensión en un sistema trifásico es:

$$e = \sqrt{3} \cdot R \cdot I \cdot \cos\varphi$$

Si

$$R = \frac{L}{K \cdot S} \rightarrow e = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{K \cdot S} = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\varphi}{K \cdot S} \cdot \frac{V}{V}$$

Si

$$P = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \cdot \cos\varphi$$

Se tiene que:

$$e = \frac{L \cdot P}{K \cdot S \cdot V}$$

Teniendo en cuenta las fórmulas anteriormente descritas, se realizará el cálculo de la caída de tensión en los tramos de conductores en cada parte de la instalación de corriente alterna (CA), en este caso desde la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones de CA y de éste hasta el cuadro general de distribución de la nave.

Caída de Tensión en conductores de inversores a cuadros de protecciones de CA

Para el cálculo del circuito de corriente alterna, entre la salida de los inversores y el cuadro de protecciones de corriente alterna, se toman la consideración de un factor de potencia de 0,95 y una tensión en los circuitos de 400 V.

Tabla 6: Cálculo de caída de tensión en cableado desde cada inversor al cuadro de protecciones de CA.

Nº Inversor	Longitud (m)	Potencia (W)	Sección (mm ²)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)
1	2	60.000	50	0,15	0,04%
2	3	60.000	50	0,22	0,05%
3	4	60.000	50	0,29	0,07%

Caída de Tensión en conductores de cuadro de protecciones de CA a cuadro de distribución general de la nave

Para el cálculo del circuito de corriente alterna, desde los cuadros de agrupación y seccionamiento hasta el cuadro de general de la industria, se toman la consideración de un factor de potencia de 0,95 y una tensión en los circuitos de 400V.

Tabla 7: Cálculo de caída de tensión en cableado desde el cuadro de protecciones de CA hasta el cuadro de distribución general.

Longitud (m)	Potencia (W)	Sección (mm ²)	C.d.t. (V)	C.d.t. (%)
4	180.000	240	0,13	0,03%

Teniendo en cuenta todos los cálculos anteriores, la caída de tensión más desfavorable en el lado de corriente alterna es del 0,10%, se puede afirmar que los conductores seleccionados cumplen con el criterio de caída de tensión máxima inferior a 1,5%.

1.2. Intensidad máxima

A continuación, se justificará el cumplimiento de la intensidad máxima admisible para cada uno de los conductores a instalar.

1.2.1. Conductores de corriente continua

Conductores de string

Por este tipo de conductor circulará una corriente máxima de 11,36 A, la cual se corresponde con la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico. Según el punto 5 de la ITC-BT-40 del REBT, el cableado de la instalación generadora deberá estar dimensionado para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima, por lo que se tendrá en cuenta en este caso un valor de 14,2 A.

La sección de este conductor de cobre, del tipo Solar H1Z2Z2-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC es de 4 mm², según las características aportadas por el fabricante de los módulos solares, el cual ya viene incorporado en cada uno de ellos para la interconexión en serie de los mismos. Este conductor soporta una intensidad máxima admisible de 55 A (en intemperie), la cual es muy superior a la intensidad máxima que circulará por el mismo.

Tabla 8: Propiedades cable Exzhellent Solar 1,8 kV CC (Cable General).

Code General Cable	Cross-Section (mm ²)	Colour Outersheath	Outer diameter (mm)	Weight (kg/km)	Min. bending radius (mm)	Max. conductor resistance at 20°C (Ω/km)	Current rating free air ⁽¹⁾ (A)	Voltage drop in DC (V/A·km)
1643108	1x4	■ ■	6,0	64	24	5,09	55	14,18
1643109	1x6	■ ■	6,6	84	27	3,39	70	9,445
1643110	1x10	■ ■	8,0	135	32	1,95	96	5,433

Conductores entre el string y el inversor

Por este tipo de conductor circulará una corriente máxima de 11,36 A, la cual se corresponde con la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico. De nuevo, remitiéndonos al punto 5 de la ITC-BT-40 del REBT, por el que el cableado de la instalación generadora deberá estar dimensionado para una intensidad no inferior al 125% de la intensidad máxima, se tendrá en cuenta en este caso un valor de 14,2 A.



La sección que se pretende instalar para el conductor de cobre del tipo Solar H1Z2Z2-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC es de 6 mm^2 . Teniendo en cuenta que este conductor admite una intensidad máxima de 70 A (en intemperie), se observa que se cumple sobradamente esta condición.

Hay que tener en cuenta que el principal criterio a la hora de seleccionar la sección de este conductor es el de caída de tensión.

1.2.2. Conductores de corriente alterna

Conductores de inversores a cuadro de protección de CA

Este conductor es el que conectará la salida de cada inversor con el cuadro de protección de corriente alterna. En este caso, para los cálculos se utilizará el 125% de la intensidad máxima de salida de los inversores según la ficha técnica del fabricante.

Debido a que la instalación de los conductores de corriente alterna será en bandeja metálica perforada, se seleccionará su sección en función de la tabla 1 de la ITC-BT-19 (conductores de cobre con aislamiento de XLPE, instalación trifásica, montaje mediante método E).

Tabla 9: Intensidad máxima admisible (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturale aislamiento.

(ITC-BT-19)

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A1												
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	600	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Por lo tanto, la corriente máxima admisible se expresa en la siguiente tabla, donde el conductor seleccionado es de cobre tipo RV-K 0,6/1kV con aislamiento XLPE.

Tabla 10: Intensidad máxima y máxima admisible en la industria.

Intensidad Máxima (A)	Intensidad Máxima Corregida (A)	Sección (mm ²)	Intensidad Máxima Admisible (A)
95,3	119,125	35	137

Como se puede comprobar, la intensidad máxima admisible es superior a la corriente máxima que circulará por esta parte de la instalación, por lo que cumple perfectamente con el criterio térmico.

Conductores de cuadro de protecciones de CA a cuadro general de distribución de la nave

Este conductor es el que conectará la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna, donde se agrupan los conductores procedentes de la salida de los inversores, con el cuadro general de distribución tensión de la nave industrial. En este caso, la máxima corriente de salida de la nave será el 125% del sumatorio de la intensidad máxima de cada inversor.

Debido a que la instalación de los conductores de corriente alterna será en montaje superficial, se seleccionará su sección en función de la tabla 1 de la ICT-BT-19 (conductores de cobre con aislamiento de XLPE, instalación trifásica, montaje mediante método B1).

Por lo tanto, la corriente máxima admisible se expresa en la siguiente tabla, donde el conductor seleccionado es de cobre tipo RZ1-K 0,6/1kV con aislamiento XLPE.

Tabla 11: Intensidad máxima y máxima admisible en la industria.

Intensidad Máxima (A)	Intensidad Máxima Corregida (A)	Sección (mm ²)	Intensidad Máxima Admisible (A)
285,9	357,375	240	401

Como se puede comprobar, la intensidad máxima admisible es superior a la corriente máxima que circulará por la instalación, por lo que cumple perfectamente con el criterio térmico.

2. CÁLCULO DE PROTECCIONES

2.1. Sobrecargas y cortocircuitos

Una vez obtenida la sección de los circuitos eléctricos que componen la instalación, se seleccionan las protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos.

La parte de corriente continua (strings de módulos fotovoltaicos), no necesitará protecciones debido a su tecnología (como ya se ha comentado anteriormente), mientras que la parte de corriente alterna se protegerá mediante interruptor automático magnetotérmico y diferencial.

El poder de corte del interruptor magnetotérmico viene dado por los cálculos a cortocircuitos. Por ello se seleccionará un magnetotérmico (o fusible) que cumpla las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

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

Siendo:

- I_B = intensidad de diseño
- I_z = intensidad admisible del conductor
- I_n = intensidad convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (intensidad convencional de disparo en magnetotérmicos e intensidad convencional de fusión en fusibles). Siendo $I_n = 1,45 \cdot I_z$ para protección mediante interruptor magnetotérmico e $I_n = 1,6 \cdot I_z$ para protección mediante fusibles.

2.1.1. Protección conductores de corriente continua

Si se aplican las condiciones establecidas a este caso particular, teniendo en cuenta que la intensidad de diseño del conductor para el tramo de corriente continua corresponde con la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos seleccionados, es decir 11,36 amperios (I_B), y la intensidad admisible del conductor de 6 mm² de cobre es de 70 amperios (I_z), la protección mediante fusibles de 15 amperios sería válida:

$$I_B = 11,36 \text{ A} \leq I_n = 15 \text{ A} \leq I_z = 70 \text{ A}$$

$$I_z = 24 \text{ A} \leq 1,45 \cdot I_n = 101,5 \text{ A}$$

La función de los fusibles CC dentro de la instalación solar fotovoltaica es la de proteger los strings frente a corrientes inversas elevadas.

El estándar IEC62548 reconoce que los módulos fotovoltaicos poseen capacidad para soportar un determinado valor de corriente inversa. Por lo que la instalación de protección frente a sobrecargas y cortocircuitos será necesaria si:

$$(N_s - 1) \cdot I_{CC,serie} > I_{MAX,mód}$$

Donde:

- N_s = Número de strings en paralelo.

- $I_{CC,serie}$ = Intensidad de cortocircuito de la serie de módulos en A.
- $I_{MAX,mód}$ = Intensidad de corriente inversa soportada por el módulo en A (Proporcionada por el fabricante).

Aplicando la expresión anterior a este:

$$N_s - 1) \cdot I_{CC,serie} > I_{MAX,mód} \rightarrow (2 - 1) \cdot 11,36 A = 11,36 A < 20 A$$

Por lo tanto, en esta instalación, no será necesario instalar protección adicional en la parte de corriente continua. Como ya se ha indicado, los inversores disponen de seccionadores para la parte de continua y, además, cumplen con el estándar requerido IEC62548 por lo cual no es necesario la instalación de cajas exclusivamente para la protección de corriente continua mediante fusibles.

2.1.2. Protección conductores de corriente alterna

Para los conductores del alterna se instalará un cuadro de protección con un interruptor magnetotérmico de 100 amperios (I_n). La intensidad de diseño de los conductores del tramo desde la salida de cada inversor hasta el cuadro de protección de CA es de 95,3 amperios (I_B) y la intensidad admisible del conductor de 35 mm² de cobre con bandeja metálica perforada es de 137 amperios (I_z). Por lo tanto, se cumplen ambas condiciones:

$$I_B = 95,3 A \leq I_n = 100 A \leq I_z = 137 A$$

$$I_z = 145 A \leq 1,45 \cdot I_z = 198,65 A$$

En el cuadro general de la nave industrial se instalará una protección mediante interruptor magnetotérmico de 315 amperios (I_n). La intensidad de diseño de los conductores del tramo desde el cuadro de protección CA hasta el cuadro general de distribución de la nave industrial es de 285,9 amperios (I_B) y la intensidad admisible corregida del conductor de 240 mm² de cobre con canalización en montaje superficial es de 401 amperios (I_z). Por lo tanto, se cumplen ambas condiciones:

$$I_B = 285,9 A \leq I_n = 315 A \leq I_z = 401 A$$

$$I_z = 456,75 A \leq 1,45 \cdot I_z = 581,45 A$$

2.2. Sobretensiones

Según muestra el esquema unifilar adjunto en el capítulo de planos del presente documento, se colocará entre las protecciones de corriente continua un dispositivo de protección a sobretensiones de clase II para proteger a los paneles e inversores de sobretensiones imprevistas. Los inversores tienen ya incorporados un dispositivo de protección a sobretensiones de clase II de manera interna, por lo que no será necesario la colocación de un dispositivo adicional.

Las protecciones de red están fijadas por ley y básicamente constarán de un aparato específico para aplicaciones fotovoltaicas, que mide la red en el punto que se hará la conexión, el cual

actúa sobre un contactor. Este pequeño dispositivo tiene los siguientes parámetros de funcionamiento:

Rango de Tensión de operación fijada en relé de control	0,85 – 1,1 Un
Rango de Frecuencia de operación fijada en relé de control	49 – 51 Hz
Tiempo fijado de retardo a conexión	3 min

Desconexión automática en caso de fallo en la instalación ya existente.

Desconexión automática en caso de introducir perturbaciones a la instalación ya existente.

Reenganche automático transcurrido un intervalo de funcionamiento correcto.

Además de las protecciones indicadas anteriormente, el inversor, que compone la instalación fotovoltaica, dispone de las siguientes funciones integradas:

- Fallo en la red eléctrica: En caso de que se interrumpa el suministro de electricidad de la instalación existente, el inversor se encuentra en situación de cortocircuito, en este caso, el inversor se desconecta por completo y espera a que se restablezca la tensión en la red para iniciar de nuevo su funcionamiento.
- Tensión fuera de rango: El inversor trabaja en los límites de la mínima y máxima tensión de red admisibles en las tres fases. Al salirse de estos límites, el inversor se desconecta y sólo se vuelve a conectar una vez que el valor de tensión se sitúa nuevamente dentro del rango. La desconexión por fallo puede ser activada incluso por una superación muy breve de los límites.
- Frecuencia fuera de límites: Si la frecuencia de red está fuera de los límites de trabajo el inversor se detiene automáticamente, pues esto indicaría que la red es inestable o está en modo isla.

3. CÁLCULO PUESTA A TIERRA

Como se ha definido anteriormente, la puesta a tierra es la unión eléctrica directa del circuito eléctrico o de partes conductoras pertenecientes al mismo mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

En el caso particular de la instalación solar fotovoltaica será necesario conectar los elementos metálicos que pueden estar sometidos a tensión de manera no deseada (como puede ser la estructura o los marcos de los módulos fotovoltaicos en el lado de corriente continua o como los cuadros de protección y otros elementos en el lado de corriente alterna).

La instalación de puesta a tierra de este documento deberá cumplir con lo dispuesto en el artículo 12 del R.D. 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con los criterios establecidos en el ITC-BT18: *Instalaciones de puesta a tierra*.

En este apartado se va a definir las características de la instalación de puesta tierra que será necesaria establecer junto a la instalación solar fotovoltaica para que no aparezcan diferencias de potencial peligrosas en los elementos metálicos del campo fotovoltaico o cercanos al mismo, y que al mismo tiempo permita el paso de las corrientes de defecto o las descargas de origen atmosférico.

3.1. Toma de tierra

La toma de tierra en la instalación de puesta a tierra estará constituida por varios electrodos, que serán los encargados de introducir en el terreno las corrientes no deseadas. Para el cálculo de la instalación será preciso conocer los valores de la resistencia de los tipos de electrodos que se empleen.

En este trabajo la toma de tierra se realizará a partir de dos sistemas de electrodos distintos, los cuales consistirán en:

- Un electrodo de puesta a tierra dispuesto en zanja horizontal formado por un **cable de cobre** desnudo de 16 mm² de sección enterrado a 0,8 m de profundidad con una longitud de 12 m.
- Un sistema de electrodos **picas verticales** de acero recubiertas de cobre con un diámetro de 14 mm y 2 metros de longitud, separadas a una distancia mínima del doble de su longitud (4 metros), que estarán conectadas al electrodo de cable desnudo de cobre de 50 mm² especificado anteriormente.

Para obtener la resistencia de cálculo de los electrodos empleados para la toma de tierra de emplearán las fórmulas proporcionadas en la Tabla 4 del ITC-BT-18 para la obtención de la resistencia de tierra según el tipo de electrodo.

Tabla 12: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

(Tabla 4 del ITC-BT-18)

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$
r, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Como se puede observar en la tabla anterior, para obtener el resultado concreto de la resistencia de tierra de los electrodos será necesario conocer el valor de la resistividad del terreno donde estarán enterrados los electrodos. Para estimar dicho valor, la Tabla 3 del ITC-BT-18 proporciona valores orientativos de la resistividad del terreno según su naturaleza.

Tabla 13: Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.

(Tabla 3 del ITC-BT-18)

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

La nave industrial donde está emplazada la instalación solar fotovoltaica está situada sobre un terreno de arena silíceo con un valor de resistividad de **750 $\Omega \cdot m$** .

3.1.1. Resistencia de toma de tierra

El valor de la resistencia que deberá presentar la instalación se puede determinar siguiendo la normativa vigente.

Según el REBT, el valor de la resistencia de la toma de tierra será tal que las masas de la instalación no puedan dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V para instalaciones que trabajan a la intemperie, como ocurre en este caso.

Los interruptores diferenciales que se instalan poseen una sensibilidad a la corriente de fuga de 300 mA, por lo que este dispositivo realizará el corte de la línea una vez perciba dicha diferencia de intensidad. El calibre de los diferenciales que se instalan debe ser igual o superior a la corriente nominal del interruptor automático instalado en el mismo cuadro. Para este caso se seleccionan interruptores diferenciales con calibre igual a los interruptores magnetotérmicos que se encuentran a la salida de los inversores, por lo que los diferenciales tienen una corriente nominal de 100 A.

Conociendo estos dos parámetros, se puede determinar el valor máximo que deberá presentar la resistencia general de la instalación de puesta a tierra a partir de la Ley de Ohm. De tal manera que:

$$V_D \leq R_T \cdot I_a$$

Siendo:

- V = Tensión de contacto en V.
- R = Resistencia total de la instalación de puesta a tierra en Ω .
- I = Intensidad de fuga del diferencial seleccionado en A.

Despejando la expresión se obtiene el valor máximo de la resistencia total de la instalación de puesta a tierra:

$$R_T \leq \frac{V_D}{I_a} = \frac{24 V}{300 mA} = 80 \Omega \rightarrow R_T \leq 80 \Omega$$

Los electrodos se dimensionarán de forma que su correspondiente resistencia de tierra no sea superior al valor especificado.

3.1.2. Resistencia de los electrodos

Una vez conocida la resistencia máxima total de la toma de tierra, se determinará la resistencia real para la cual se diseñará la instalación de puesta a tierra. Para ello se determinarán los parámetros característicos de los dos tipos de electrodos que se emplearán como toma de tierra.

Para el electrodo formado por el conjunto de picas enterradas se determinará el número de picas necesarias para garantizar un valor de resistencia lo suficientemente bajo como para disipar los posibles defectos de las intensidades, ya que la intensidad circulará por el circuito que ofrezca menor resistencia.

La longitud del electrodo formado por el conductor enterrado horizontalmente debe ser suficiente como para contener el número de picas calculado a la distancia mínima establecida, así como para alejarse a una distancia pertinente de la nave industrial de tal modo que el sistema de toma de tierra de la propia nave industrial y el sistema de toma de tierra de la instalación solar fotovoltaica sean independientes. Se considerará independiente una toma de tierra respecto a otra, cuando una de las tomas de tierra, no alcance, respecto a un punto de potencial cero, una tensión superior a 50 V cuando por la otra circula la máxima corriente de defecto a tierra prevista.

Para comenzar con el dimensionamiento de las tomas de tierra se tendrá en cuenta que el conjunto de picas y el conductor enterrado horizontalmente están en paralelo respecto a la tierra, por lo que se cumplirá la siguiente expresión:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P}$$

Donde:

- R_T = Resistencia total de la instalación de puesta a tierra en Ω .
- R_C = Resistencia del conductor enterrado en Ω .
- R_P = Resistencia del sistema de picas en Ω .

Suponiendo la resistencia total de la toma de tierra calculada anteriormente y la longitud del conductor supuesta inicialmente, se pueden determinar las resistencias del conductor y del sistema de picas, respectivamente:

- Resistencia del conductor enterrado:

$$R_C = 2 \cdot \frac{\rho}{L} = 2 \cdot \frac{750 \Omega \cdot m}{12 m} = 125 \Omega$$

- Resistencia del sistema de picas:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P} \rightarrow \frac{1}{R_P} = \frac{1}{R_T} - \frac{1}{R_C} = \frac{1}{80 \Omega} - \frac{1}{125 \Omega} = 0,0045 \Omega^{-1}$$

$$\frac{1}{R_P} = 0,0045 \Omega^{-1} \rightarrow R_P = 222,22 \Omega$$

A partir del valor de la resistencia del sistema de picas, teniendo en cuenta la fórmula expuesta en la Tabla 12 para picas verticales, se puede determinar el número de picas necesarias:

$$R_P = \frac{\rho}{n_{picas} \cdot L_{pica}} \rightarrow n_{picas} = \frac{750 \Omega \cdot m}{222,22 \Omega \cdot 2 m} = 1,69 \rightarrow 2 \text{ picas}$$

Debido a que son necesarias únicamente 2 picas enterradas verticalmente, se puede dar por válida la longitud seleccionada de 12 metros para el conductor enterrado horizontalmente, ya que con esa longitud se podrá garantizar la distancia mínima entre picas, 4 metros, así como una distancia con la nave industrial de hasta 8 metros para separar el sistema de toma de tierra de la instalación solar fotovoltaica de la toma de tierra existente en el edificio.

3.1.3. Resistencia final de toma de tierra

Por lo tanto, una vez dimensionados los electrodos de toma de tierra, es posible determinar la resistencia total de la instalación de puesta a tierra a partir de las expresiones anteriores para observar que se cumplen las condiciones de resistencia a tierra establecidas.

- Resistencia del conductor enterrado:

$$R_C = 2 \cdot \frac{\rho}{L} = 2 \cdot \frac{750 \Omega \cdot m}{12 m} = 125 \Omega$$

- Resistencia del sistema de picas:

$$R_P = \frac{\rho}{n_{picas} \cdot L_{pica}} = \frac{750 \Omega \cdot m}{2 picas \cdot 2 m} = 187,5 \Omega$$

- Resistencia total de la instalación de puesta a tierra:

$$\frac{1}{R_T} = \frac{1}{R_C} + \frac{1}{R_P} = \frac{1}{125 \Omega} + \frac{1}{187,5 \Omega} = 0,0133 \Omega^{-1}$$

$$\frac{1}{R_T} = 0,0133 \Omega^{-1} \rightarrow R_T = \mathbf{75 \Omega} < 80 \Omega$$

Para garantizar la seguridad frente a corrientes de fuga mediante interruptores diferenciales de calibre 100 A y sensibilidad de 300 mA, y que las masas no presenten tensiones de contacto superiores a 24 V, el sistema de tierras instalado poseerá un valor de resistencia de toma de tierra de **75 Ω**.





ANEXO 2: ESTUDIO MECÁNICO



ÍNDICE ESTUDIO MECÁNICO

1. INTRODUCCIÓN.....	89
1.1. Características generales.....	89
1.2. Normativa.....	90
1.3. Hipótesis generales	90
1.4. Material.....	90
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO	91
2.1. Modelo 3D.....	91
2.2. Modelo elementos finitos	93
3. CÁLCULO DE ESFUERZOS.....	95
3.1. Carga permanente.....	95
3.2. Carga viento	95
3.2.1. Presión dinámica	96
3.2.2. Coeficiente de exposición	96
3.2.3. Coeficiente eólico o de presión.....	97
3.3. Carga de nieve	98
3.3.1. Coeficiente de forma.....	99
3.3.2. Valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno	100
3.4. Condiciones de contorno	101
3.4.1. Soportes	101
3.4.2. Aplicación de las cargas.....	102
4. RESULTADOS OBTENIDOS	104
4.1. Estado Límite Último (E.L.U.): Tensión equivalente Von Mises	104
4.2. Estado Límite de Servicio (E.L.S.): Deformaciones	106
4.3. Reacciones.....	108
4.3.1. Reacciones escenario 1	108
4.3.2. Reacciones escenario 2	110
5. CONCLUSIONES	113



1. INTRODUCCIÓN

El presente apartado tiene como objeto el estudio de la respuesta tensional de la estructura que sustentará los módulos, de 2.112 x 1.052 x 35 mm.

En la instalación objeto de este documento se pueden distinguir cuatro tipos de estructuras para sustentar los módulos según la zona de la cubierta donde estén situados, ya que está dispone de distintas pendientes. A continuación, se enumeran las 4 estructuras presentes en la instalación

	Inclinación sobre horizontal	Inclinación bastidor	Pendiente de la línea de base
Estructura 1	20º	10º	0º
Estructura 2	20º	30º	0º
Estructura 3	20º	20º	10º
Estructura 4	20º	20º	-10º

Se realizará un estudio de la estructura más desfavorable, es decir, la que estará sometida a un mayor esfuerzo. Esta es la **Estructura 2**, debido a que su inclinación del bastidor es la mayor de los cuatro tipos de estructuras, en concreto 30º, lo que supondrá que los montantes de la estructura, al ser de mayor longitud, estén sometidos a un mayor momento de fuerzas.

Al ser la estructura seleccionada para el estudio la más desfavorable, significará que si esta estructura soporta las cargas especificadas en el Código Técnico de la Edificación (CTE) que se definirán a continuación, entonces se puede suponer que el resto de estructuras presentes en la instalación también soportarán las mismas cargas definidas

1.1. Características generales

La estructura considerada posee con una configuración de tubos de largueros de aluminio 6061 con tratamiento térmico T6 anclados a correas de acero previamente instaladas sobre soportes. Para la inclinación de los módulos, fijada en 20º sobre la horizontal y 30º sobre la estructura, se emplearán bastidores compuestos por perfiles de aluminio 6061 T6 y montantes de tubo cuadrado de aluminio 6061 T6 40x40.

Las características de los módulos que serán soportados por la estructura se definen a continuación.:

- Dimensiones del módulo: 2.112 x 1.052 x 35 mm.
- Inclinación: 20º (sobre horizontal).
- Nº de módulos: según estructura.
- Masa aproximada del módulo 24,7 kg.

Las características del entorno se consideran las siguientes:



- Grado de aspereza del entorno: 4.
- Grado de bloqueo de la marquesina: 0.
- Velocidad básica del viento: 27 m/s (zona B).
- Altura aproximada de la instalación: 665 m.s.n.m.

1.2. Normativa

Para el cálculo de la estructura se ha empleado la normativa vigente aplicada a la edificación:

- UNE-EN-1991_1_4: Cálculo de acciones de viento
- UNE-EN-1991-1-3: Cálculo de acciones de nieve

Se calculará la sección de la estructura más solicitada utilizando un programa de cálculo de elementos finitos.

1.3. Hipótesis generales

Los cálculos realizados se basan en las hipótesis de linealidad y pequeños desplazamientos.

Las unidades empleadas han sido:

- Longitudes en milímetros (mm).
- Fuerzas en Newtons (N).
- Tensiones en Mega Pascales (MPa).

El método de cálculo empleado es el Método por Elementos Finitos.

1.4. Material

El material empleado en la estructura es Aluminio 6061 con tratamiento térmico T6.

Las propiedades mecánicas del material son las siguientes:

- Módulo de Young: $E=69.040$ MPa.
- Coeficiente de Poisson: $\nu=0,33$.
- Límite Elástico teórico: 259 MPa.
- Densidad material: 2.713 kg/m³

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

2.1. Modelo 3D

El modelo 3D la estructura se muestra en la imagen 1.

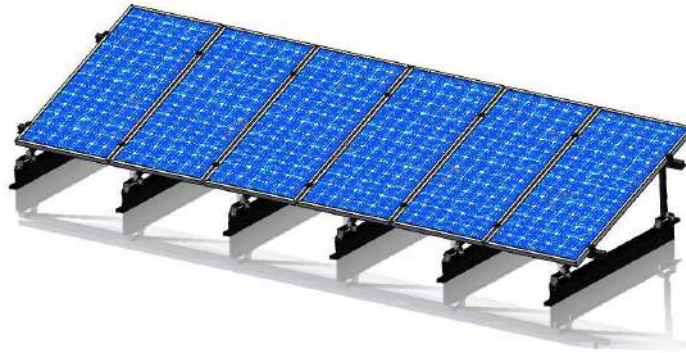


Imagen 1. Modelo 3D de la estructura portante de módulos.

Debido a la complejidad y tamaño del modelo 3D, es necesario realizar una simplificación de la estructura para proceder al cálculo, dado que simular el comportamiento con tal cantidad de detalle supondría un coste computacional excesivamente elevado sin significar un gran aumento en la precisión del cálculo, si se compara con la simulación de un modelo simplificado. Se realizarán las siguientes consideraciones para simplificar el modelo:

- Se sustituirán los módulos por el efecto que causan en la estructura
- Se reducirá la dimensión de la estructura hasta 2 bastidores.
- Se sustituirán los orificios roscados por orificios llanos.
- Se eliminarán los redondeos en los bordes de las barras, quedando una arista en las esquinas formadas por la unión entre las caras.

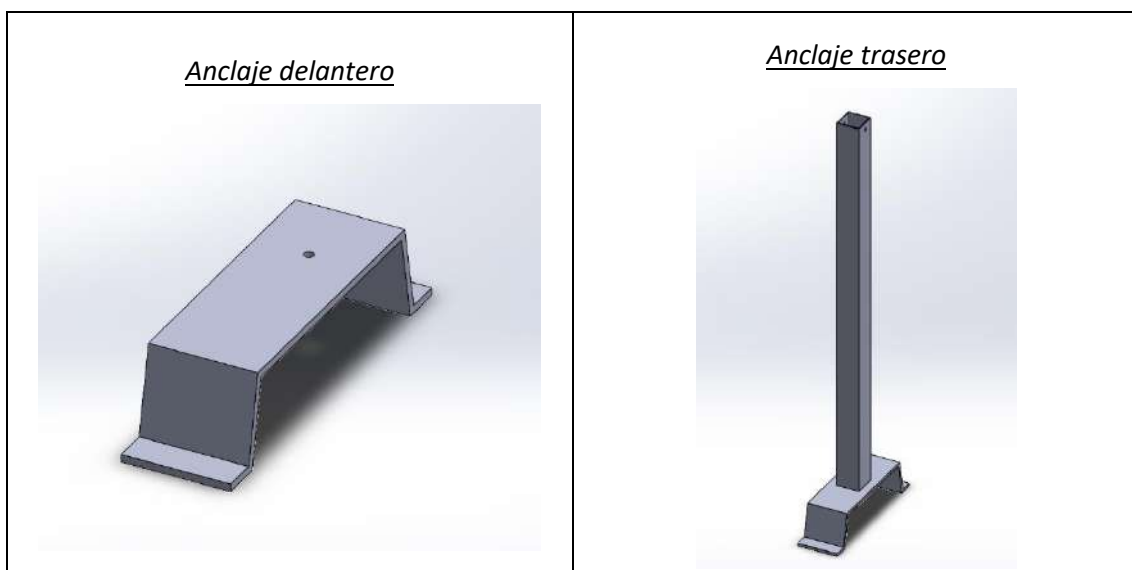
El perfil modelado equivale a una estructura donde se coloca un único módulo fotovoltaico, por lo que a la hora de realizar la simulación se considerarán las acciones ejercidas únicamente por un módulo.

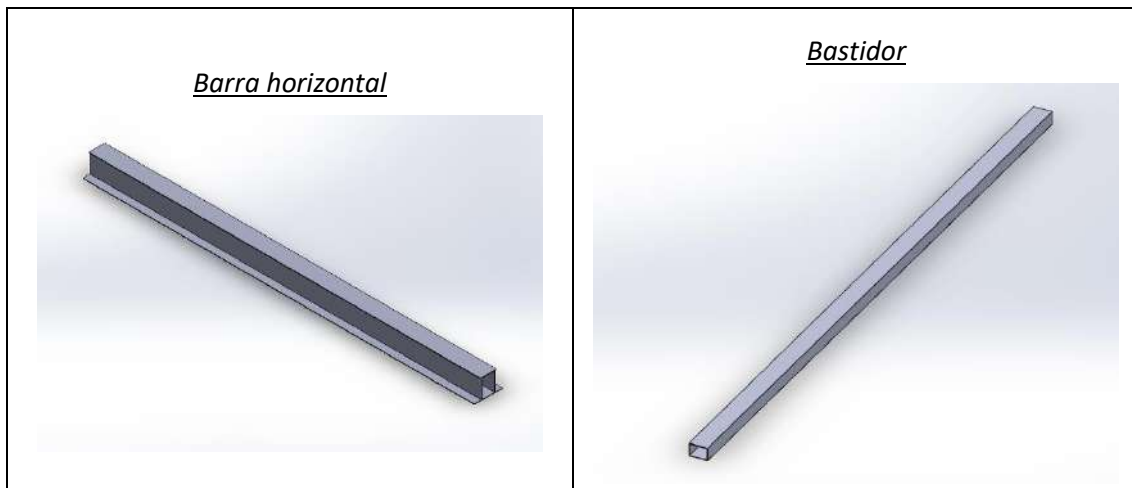


Imagen 2. Modelo 3D para estructura de 2 bastidores

La estructura que se muestra en la imagen 2, se ha obtenido a través del software de modelación SolidWorks 2020. Dicha estructura está formada por 8 piezas fundamentales que se ensamblarán con las relaciones de posición adecuadas entre ambas. La estructura constará de:

- 2 anclajes delanteros.
- 2 anclajes traseros.
- 2 barras horizontales.
- 2 bastidores.





2.2. Modelo elementos finitos

Para obtener la malla de elementos finitos con la que se procederá a realizar los cálculos mecánicos de la estructura, se empleará el software de cálculo Ansys Workbench 2021 R1.

Para ello, se exportará el modelo obtenido a partir de SolidWorks al software de cálculo mediante elementos finitos. Posteriormente, previo a la asignación de la malla al modelo exportado, se establecerá un tamaño del elemento de 0,01 m. Se ha seleccionado este tamaño de elemento debido a la limitación del número máximo de nodos que puede haber en la malla presente en la licencia de la versión académica de Workbench. Con este tamaño se obtiene una malla con la que se podrá realizar el cálculo estructura, adaptándose al número de nodos máximos permitidos por la licencia.

El modelo por elementos finitos obtenido que se empleará para el cálculo constará de un total de 30.140 elementos y 116.166 nodos. Se utilizarán hexaedros de orden cuadrático para las barras horizontales y los bastidores, y tetraedros de orden cuadrático para los apoyos delanteros y los apoyos traseros.

Statistics	
<input type="checkbox"/> Nodes	116166
<input type="checkbox"/> Elements	30140

Pieza de la estructura	Tipo de elemento	Orden de elemento
Anclaje delantero	Tetraedro	Cuadrático
Anclaje trasero	Tetraedro	Cuadrático
Barra horizontal	Hexaedro	Cuadrático
Bastidor	Hexaedro	Cuadrático



Imagen 3. *Modelo Elementos Finitos*

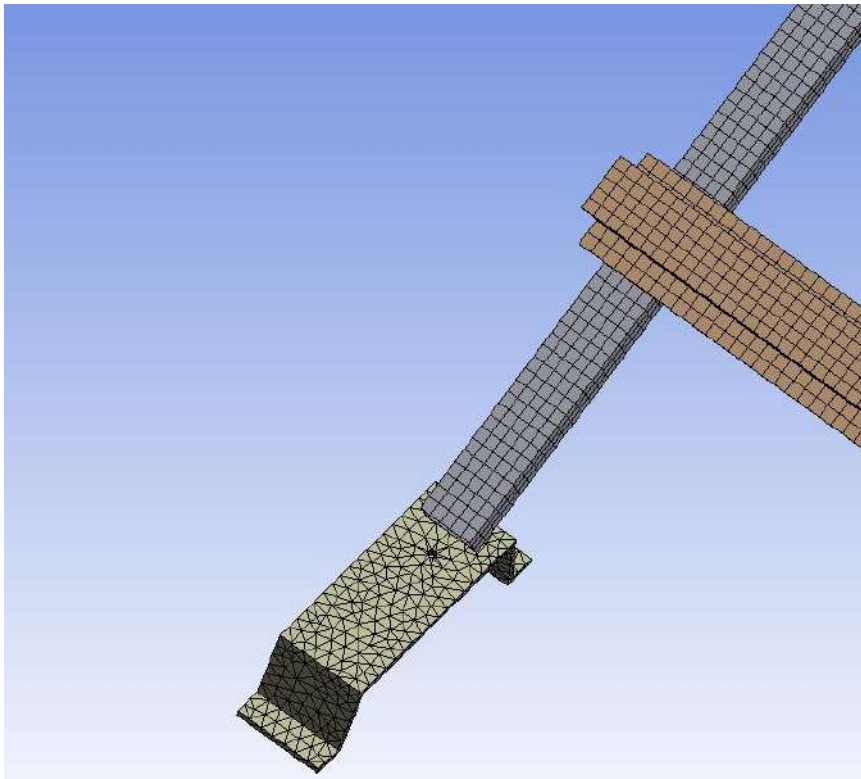


Imagen 4. *Detalle de la malla de elementos finitos*

3. CÁLCULO DE ESFUERZOS

3.1. Carga permanente

Como carga permanente se considerará el peso propio de los módulos fotovoltaicos, así como el peso de la propia estructura.

El peso de los módulos se obtendrá a partir de la masa característica (24,7 kg) y las dimensiones (2.112x1.052 mm) del modelo de módulo seleccionado:

$$F_{p,módulo} = m_{módulo} \cdot Área_{módulo} = 109,1 \text{ N/m}^2$$

El peso propio de la estructura se establecerá como una condición del entorno dentro del software de elementos finitos, que será calculada a partir de los datos del material seleccionado.

- Densidad material (Aluminio 6061, T6): 2713 kg/m³

3.2. Carga viento

La distribución y el valor de la carga que ejerce el viento en estructuras y las fuerzas resultantes dependen de la forma y las dimensiones de la propia estructura, de las características y la permeabilidad de la superficie, así como la dirección, de la intensidad y del racheo del viento.

En este caso particular, la influencia del viento será más significativa sobre el propio módulo fotovoltaico debido a sus dimensiones, por lo que se determinará la acción del viento sobre estos y la transmisión de los esfuerzos sobre el resto de la estructura.

Según el CTE DB-SE-AE, la carga de viento o presión estática q_e evaluada a una altura z , se calcula mediante la fórmula:

$$q_e = q_b \cdot C_e \cdot C_p$$

Donde:

- q_b = Presión dinámica del viento (N/m²).
- C_e = Coeficiente de exposición, variable con la altura del punto considerado.
- C_p = Coeficiente eólico o de presión, dependiente de la forma y orientación de la superficie respecto al viento.

q_b	C_e	C_p	q_e
455,625 N/m ²	1,336	0,8	487,08 N/m ²
455,625 N/m ²	1,336	-1.3	-791,50 N/m ²

Dónde, para la zona de considerada, tiene un valor de 791,50 N/m² para viento de succión y 487,08 N/m² para viento de presión.

3.2.1. Presión dinámica

El valor de la presión dinámica del viento se puede obtener a partir del emplazamiento geográfico de la instalación, estimando la velocidad básica del viento según la zona (imagen 5) y aplicando la siguiente expresión:

$$q_b = 0,5 \cdot \delta \cdot V_b^2$$

Donde:

- δ = Densidad del aire en general $1,25 \text{ Kg/m}^3$.
- V_b^2 = Valor básico de la velocidad del viento obtenido a partir de la Imagen 5.

q_b	V_b
455,625 N/m ²	27 m/s



Imagen 5. Valor básico de la velocidad del viento, v_b

3.2.2. Coeficiente de exposición

El coeficiente de exposición C_e tiene en cuenta los efectos de las turbulencias originadas por el relieve y la topografía del terreno.

El valor del coeficiente de exposición C_e se puede tomar de la siguiente tabla, para alturas sobre el terreno no mayores a 200 m.

$$c_e = F \cdot (F + 7 k) \quad (D.2)$$

$$F = k \ln (\max (z, Z) / L) \quad (D.3)$$

siendo k, L, Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la tabla D.2

Tabla D.2 Coeficientes para tipo de entorno

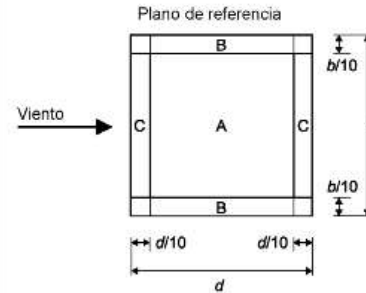
	Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
		k	L (m)	Z (m)
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II	Terreno rural, llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V	Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Se considera un grado de aspereza del entorno de 4, por lo que el coeficiente de exposición tendrá un valor de 1,336.

3.2.3. Coeficiente eólico o de presión

Para obtener los valores característicos del coeficiente de presión, se localizan a partir de la tabla siguiente "*Valores de C_p y C_f para marquesinas a un agua*". Para el cálculo de estructuras fotovoltaicas se emplean estos valores ya que sería el tipo de construcción más semejante a una instalación fotovoltaica.

Tabla 7.6
Valores de $c_{p,net}$ y c_f para marquesinas a un agua

			Coeficientes de presión neta $c_{p,net}$		
					
Ángulo de la cubierta α	Bloqueo φ	Coefficiente global de fuerza c_f	Zona A	Zona B	Zona C
0°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,2	+ 0,5	+ 1,8	+ 1,1
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 0,5	- 0,6	- 1,3	- 1,4
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,3	- 1,5	- 1,8	- 2,2
5°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,4	+ 0,8	+ 2,1	+ 1,3
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 0,7	- 1,1	- 1,7	- 1,8
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 1,6	- 2,2	- 2,5
10°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,5	+ 1,2	+ 2,4	+ 1,6
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 0,9	- 1,5	- 2,0	- 2,1
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 2,1	- 2,6	- 2,7
15°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,7	+ 1,4	+ 2,7	+ 1,8
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 1,1	- 1,8	- 2,4	- 2,5
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
20°	Valor máximo para cualquier φ	+ 0,8	+ 1,7	+ 2,9	+ 2,1
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 1,3	- 2,2	- 2,8	- 2,9
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 1,6	- 2,9	- 3,0
25°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,0	+ 2,0	+ 3,1	+ 2,3
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 1,6	- 2,6	- 3,2	- 3,2
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 1,5	- 2,5	- 2,8
30°	Valor máximo para cualquier φ	+ 1,2	+ 2,2	+ 3,2	+ 2,4
	Valor mínimo para $\varphi=0$	- 1,8	- 3,0	- 3,8	- 3,6
	Valor mínimo para $\varphi=1$	- 1,4	- 1,5	- 2,2	- 2,7

NOTA – los valores + indican una acción neta en sentido descendente
los valores – indican una acción neta en sentido ascendente

El coeficiente de presión neta representa la presión máxima local para todas las direcciones del viento. Ésta se debería emplear para el cálculo de los elementos de cubierta y fijaciones.

3.3. Carga de nieve

La distribución y la intensidad de la carga de nieve sobre una cubierta, o en este caso particular sobre un panel fotovoltaico, depende del clima del lugar, del tipo de precipitación, del relieve del entorno, de la forma de la estructura o de la cubierta, de los efectos del viento, y de los intercambios térmicos en los paramentos.

Las consideraciones y cálculos que se realizarán en el siguiente apartado corresponden únicamente con los casos de depósito natural de la nieve. Según las condiciones constructivas

particulares de la estructura pueden darse acumulaciones de nieve, que deberán tenerse en cuenta.

Las cargas de nieve sobre cubiertas situadas a una altitud inferior a los 1.000 m se calculan a partir de la siguiente formula:

$$q_n = \mu(\alpha) \cdot s_k(H, ZC)$$

Siendo:

- $\mu(\alpha)$ = Coeficiente de forma de la carga de nieve.
- s_k = Valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno.
- Donde, para la zona considerada, la carga de la nieve toma un valor de:

q_n	$\mu(\alpha)$	$s_k(A, Z)$
465 N/m ²	1	0,465 kN/m ²

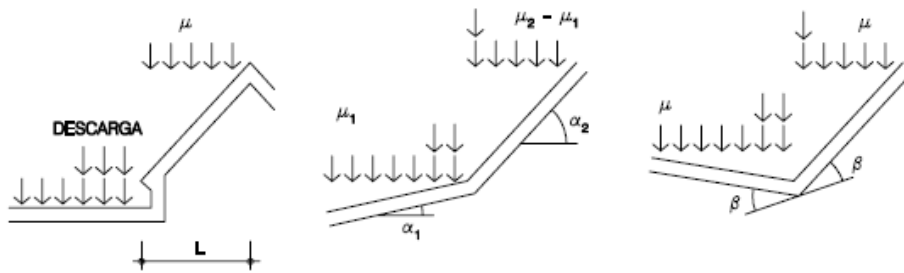
3.3.1. Coeficiente de forma

El viento puede acompañar o seguir a las nevadas, lo que origina un depósito irregular de la nieve sobre los paneles fotovoltaicos. Por ello, el espesor de la capa de nieve puede ser diferente en cada faldón.

En un faldón limitado inferiormente por cornisas o limatesas, y en el que no hay impedimento al deslizamiento de la nieve, el coeficiente de forma tiene el valor de 1 para cubiertas con inclinación menor o igual que 30º y 0 para cubiertas con inclinación de mayor o igual que 60º (para valores intermedios se interpolará linealmente). Si hay impedimento, se tomará $\mu = 1$ sea cual sea la inclinación.

En un faldón que limita inferiormente con una limahoya, lo que supone un impedimento al deslizamiento de la nieve, se distinguen dos casos:

- 1) Si el faldón sucesivo está inclinado en el mismo sentido, como coeficiente de forma del de encima se tomará el correspondiente a la inclinación del de debajo en una anchura de 2m.
- 2) Si está inclinado en sentido contrario, y la semisuma de las inclinaciones, β , es mayor de 30º, el coeficiente de forma de ambos será de 2,0; en otro caso será $\mu = 1 + \beta/30^\circ$ en una anchura de 2m.



En este caso, el módulo fotovoltaico no impide el deslizamiento de la nieve, además esta inclinado 20º, por lo que el coeficiente de forma tendrá un valor de 1.

3.3.2. Valor característico de la carga de nieve a nivel del terreno

Como valor de carga de nieve en un terreno horizontal, s_k , puede tomarse de la tabla E.2 función de la altitud del emplazamiento o término municipal y de la zona climática del mapa de la figura E.2.



Figura E.2 Zonas climáticas de invierno

Empleando la formula correspondiente según la región climática donde se localice la instalación, obteniendo los valores de Z a partir del mapa de carga de nieve de cada región. Como la instalación está ubicada en Ibi (Alicante), situada en la zona 5 de acuerdo al mapa, se obtendrá el siguiente valor característico de la carga de la nieve a nivel del terreno.

$s_k(A, Z)$	A	Zona
0,465 kN/m ²	665 m	5

Tabla E.2 Sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m²)

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-

3.4. Condiciones de contorno

3.4.1. Soportes

La unión de la estructura a la cubierta de la nave industrial a través de los soportes se simulará con un empotramiento perfecto en los lugares donde se anclará la estructura a la cubierta de chapa metálica de la industria.

El empotramiento perfecto restringirá los giros y desplazamientos de las caras inferiores correspondientes a las piezas *Anclajes delanteros* y *Anclajes traseros*, como se muestra en la imagen 6.

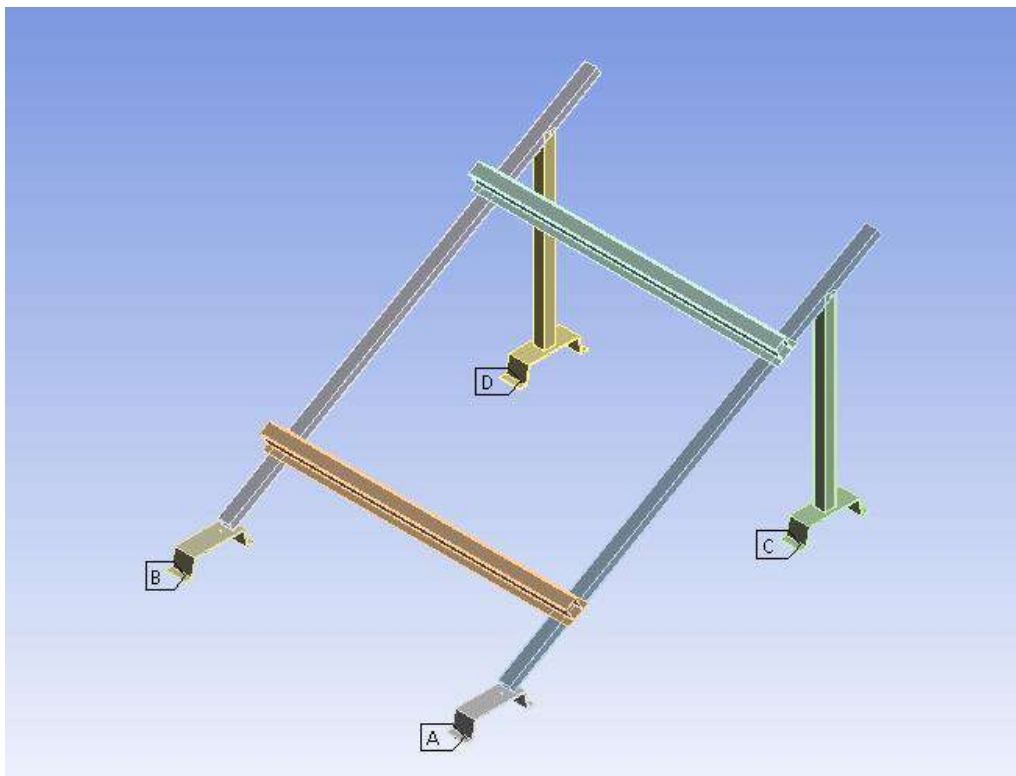


Imagen 6. Simulación de los empotramientos en el perfil

3.4.2. Aplicación de las cargas

Las cargas ejercidas por los módulos sobre la estructura, tanto las permanentes como las variables, serán aplicadas sobre las caras superiores de las 2 *Barras horizontales* de la estructura.

Como las cargas distribuidas obtenidas en el apartado anterior corresponden a las que serán ejercidas sobre los módulos, para obtener los valores de las acciones equivalentes de los módulos sobre las barras de la estructura, se realizará un equilibrio de fuerzas teniendo en cuenta el área de influencia de las cargas interiores y exteriores sobre los paneles y el área de influencia de la transmisión de dichas cargas sobre los módulos al resto de estructura. Se supone una unión ideal, es decir, una transmisión total de fuerzas y momentos entre módulos y estructura.

Área módulos	Área de aplicación de cargas sobre estructura
2,22184 m ²	0,04208 m ²

Por lo tanto, los valores de las cargas distribuidas correspondientes a las acciones de los módulos sobre la estructura.

Valores de las cargas aplicadas sobre la estructura	
Carga permanente	5.060,98 N/m ²
Carga vientos de presión	22.603,45 N/m ²
Carga vientos de succión	-36.730,61 N/m ²
Carga nieve	21.579,02 N/m ²

En la Imagen 7 se muestra la aplicación de estas cargas sobre las piezas *Barras horizontales* de la estructura.

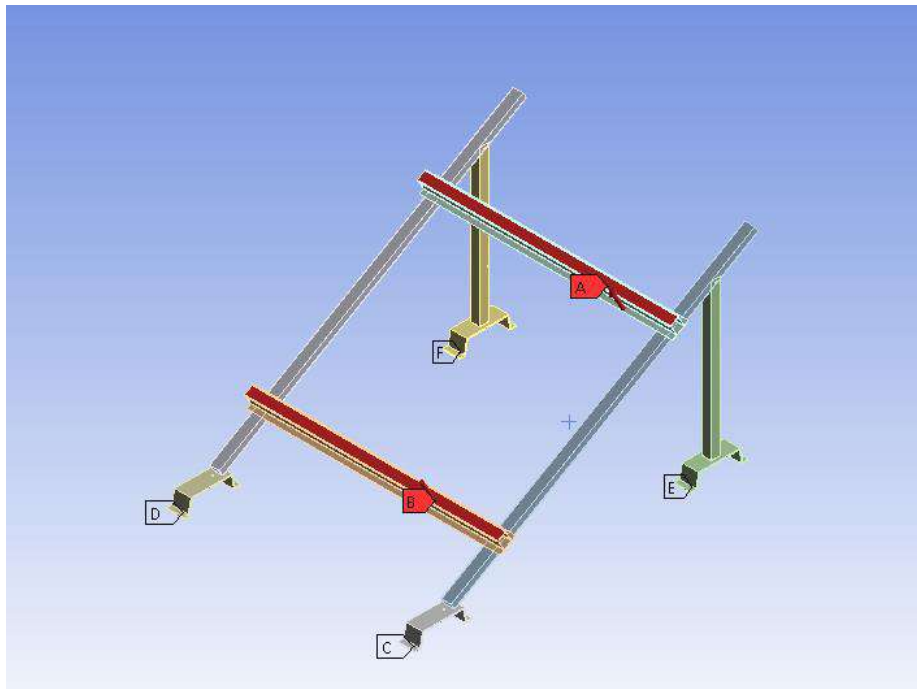


Imagen 7. Área de aplicación de cargas

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Estado Límite Último (E.L.U.): Tensión equivalente Von Mises

Para realizar el cálculo estructural, debido a las cargas que se han definido anteriormente, será necesario plantear 2 escenarios distintitos según la combinación de cargas.

El primer escenario será la combinación de las cargas de viento de succión y peso de las placas. Para este caso se aplicará un coeficiente de reducción a la carga correspondiente al peso de los módulos debido a que ambas cargas tienen sentidos opuestos y la carga ejercida por el viento de succión es más significativa. De esta forma, en la simulación se obtendrán resultados más desfavorables. Según la condición de estado límite último:

$$\text{Viento de succión} - 0,8 \cdot \text{Peso de las placas}$$

El segundo escenario corresponderá con la combinación de las cargas de viento de presión, carga de nieve y peso de las placas. En este caso no se aplicará coeficiente de reducción a la carga correspondiente al peso de los módulos debido a que el sentido de las tres cargas consideradas en este escenario es el mismo. Sin embargo, sí se aplicará un coeficiente de reducción a la carga de nieve, ya que ésta es muy irregular, llegando a la posibilidad de no darse este tipo de carga en todo un año en la zona donde estará situada la instalación. Según la condición de estado límite último:

$$\text{Viento de presión} + 0.75 \cdot \text{Carga de Nieve} + \text{Peso de las placas}$$

Tras el cálculo estructural, mediante el método de los Elementos Finitos, obtenemos que la tensión equivalente máxima de Von Mises que debe resistir la estructura es de **150,79 MPa**, para la combinación de viento de succión y peso de las placas.

Para la combinación de viento de presión, nieve y peso de las placas, la tensión equivalente de Von Mises que debe resistir la estructura es de **204,70 MPa**, según la condición de estado límite último.

La hipótesis de cálculo más desfavorable será la combinación de *Viento de presión + Nieve + Peso de placas*. Esta tensión, se da en el empotramiento que simula el anclaje del apoyo tubular, estando su valor por debajo de su límite elástico. Por tanto, según los cálculos, se puede afirmar que ningún nodo de la estructura sufrirá tensión suficiente para llegar al fallo estático.

El coeficiente de seguridad frente al límite elástico es de:

$$X_1 = LE/\sigma_{max} = 259/150,79 = 1,718$$

$$X_2 = LE/\sigma_{max} = 259/204,70 = 1,265$$

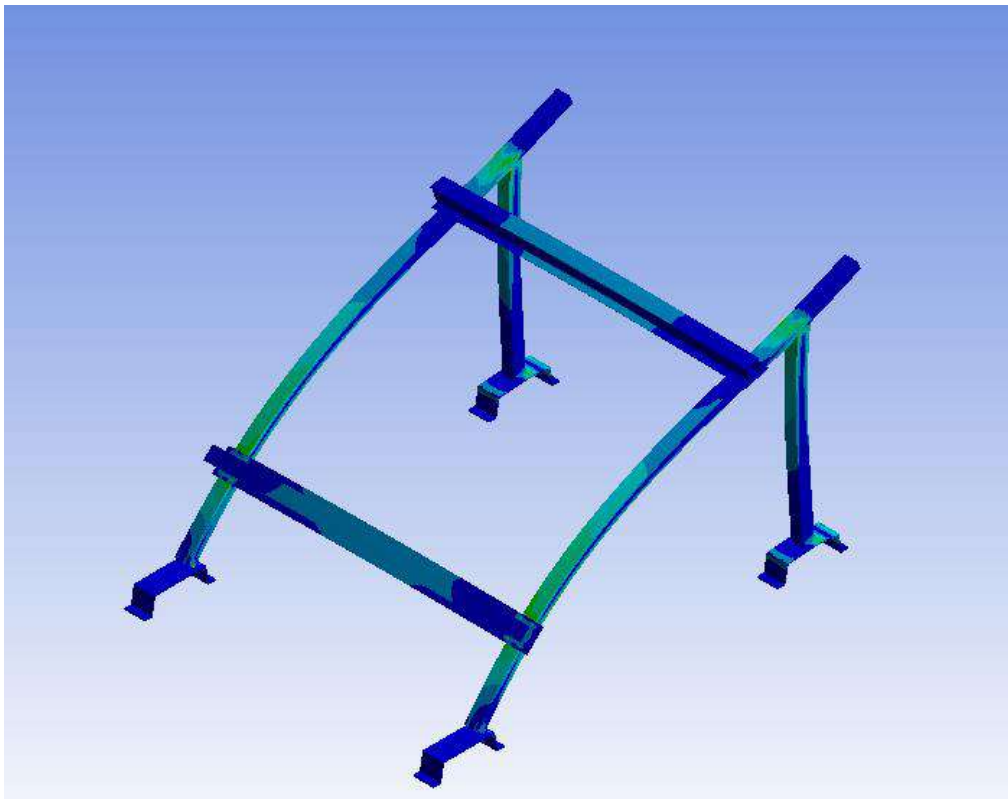


Imagen 8. *Distribución tensión máxima Von Mises en el escenario 1*

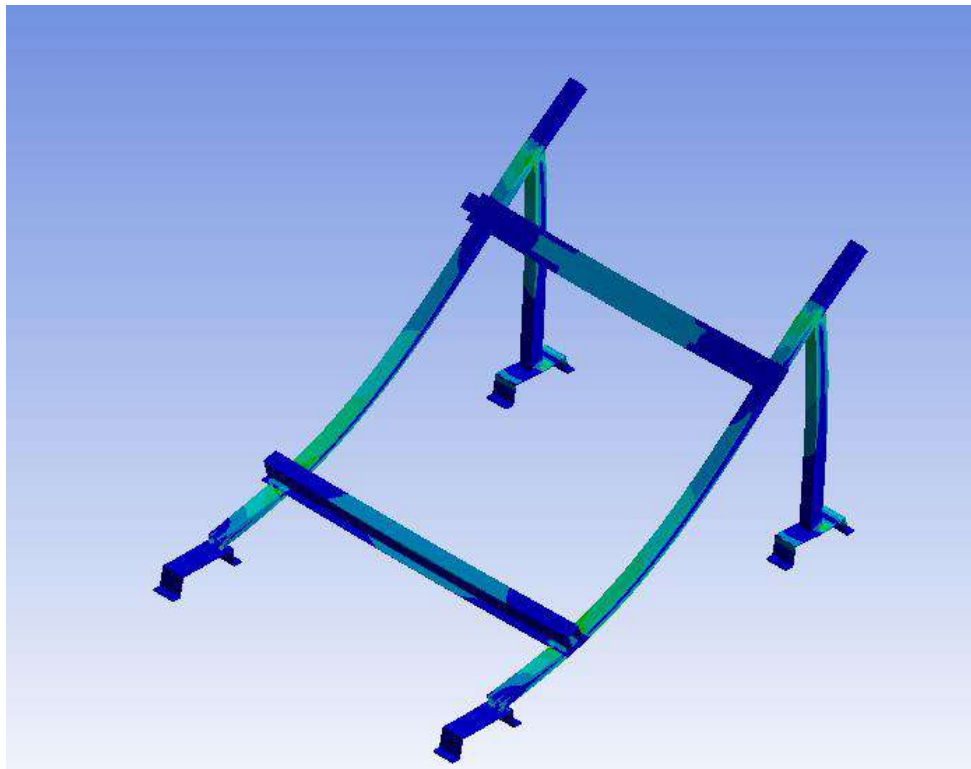


Imagen 9. *Distribución tensión máxima Von Mises en el escenario 2*

4.2. Estado Límite de Servicio (E.L.S.): Deformaciones

En cuanto a las deformaciones, se pretenderá que la estructura no alcance deformaciones lo suficientemente elevadas como para afectar al comportamiento de la estructura. Como las piezas de la estructura que estarán sometidas a una mayor deformación serán los bastidores y las barras horizontales, el criterio que se seguirá será que la flecha no sea superior al 2,5% de la longitud de la barra correspondiente (barra horizontal o bastidor). Por lo tanto, la condición de estado límite de servicio quedará definida por la siguiente expresión:

$$f_{max} \leq 2,5\% L$$

Pieza	Longitud	Flecha máxima admisible
Bastidor	1500 mm	37,5 mm
Barra horizontal	1083,2 mm	27,08 mm

En el escenario 1, la flecha máxima toma el valor de 8,58 mm. Esta flecha se encuentra aproximadamente en la mitad del bastidor indicada en rojo la Imagen 11.

En el escenario 2, la flecha máxima toma el valor de 11,73 mm. Esta flecha se encuentra aproximadamente en la mitad del bastidor indicada en rojo la Imagen 12.

Observando los resultados, al verificar que los valores de las deformaciones máximas obtenidas en la simulación de ambos escenarios son muy inferiores a los valores calculados de flecha máxima admisible para las 2 piezas sometidas a mayor deformación, se puede afirmar que la estructura no sufre deformaciones que revistan importancia para su función dado que cumple la condición de estado límite de servicio establecida.

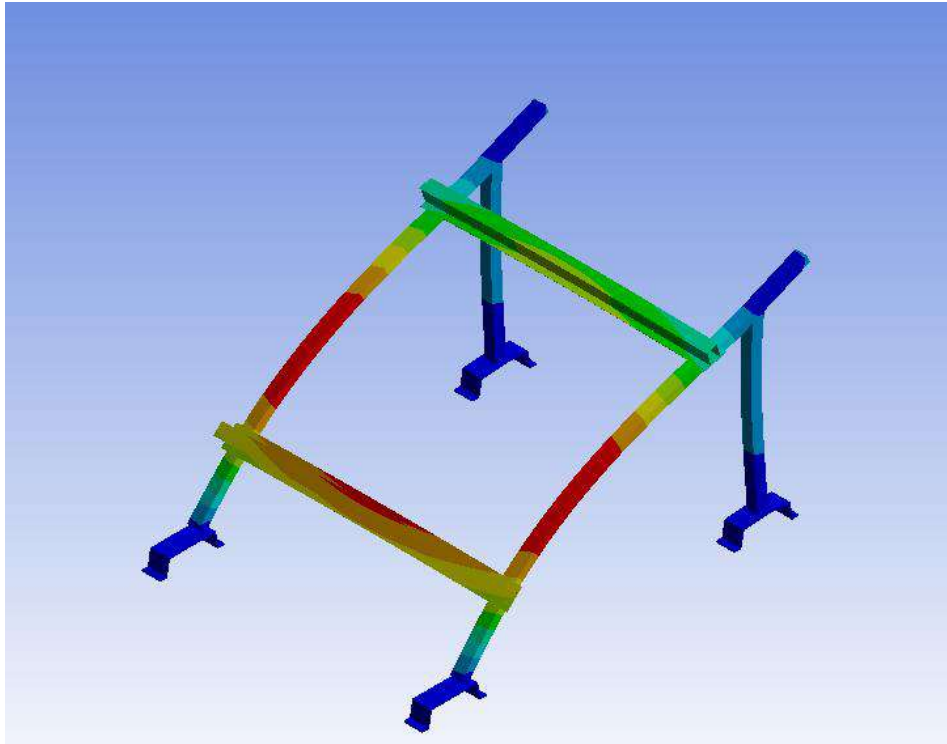


Imagen 10. *Deformación en el escenario 1*

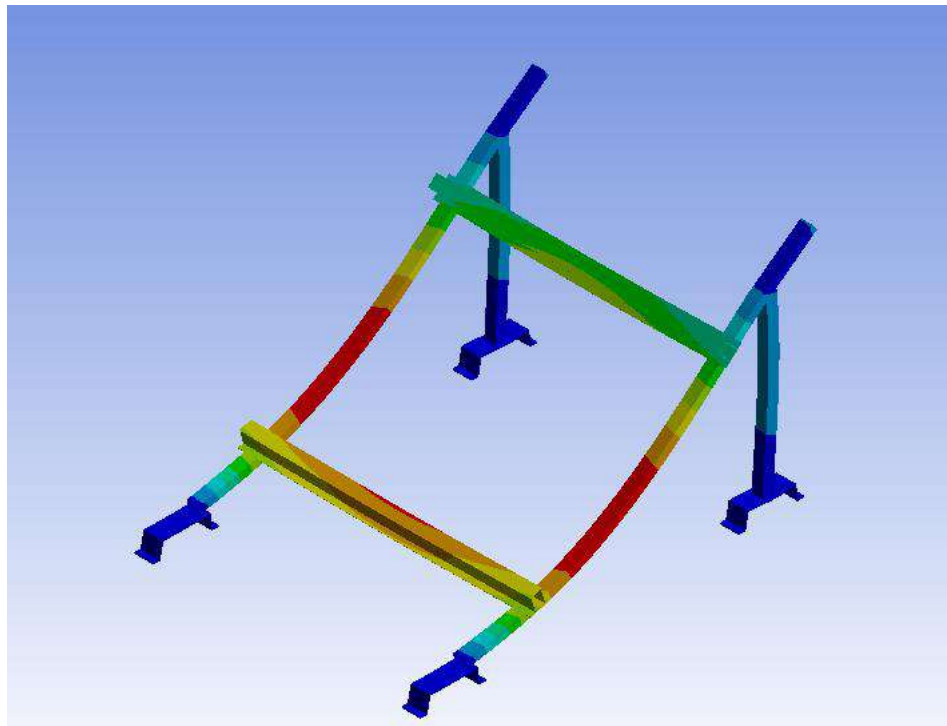


Imagen 11. *Deformación en el escenario 2*

4.3. Reacciones

Las fuerzas que las acciones climáticas y el propio peso de la estructura ejercen sobre la misma unas fuerzas que derivan en unas reacciones sobre los apoyos y estas repercutirán sobre la cubierta donde esté anclada la estructura.

4.3.1. Reacciones escenario 1

Las reacciones generadas para la combinación de cargas del escenario 1 en cada uno de los tres ejes y punto de anclaje, siguiendo la nomenclatura de apoyos establecida en la Imagen 6, serán las siguientes:

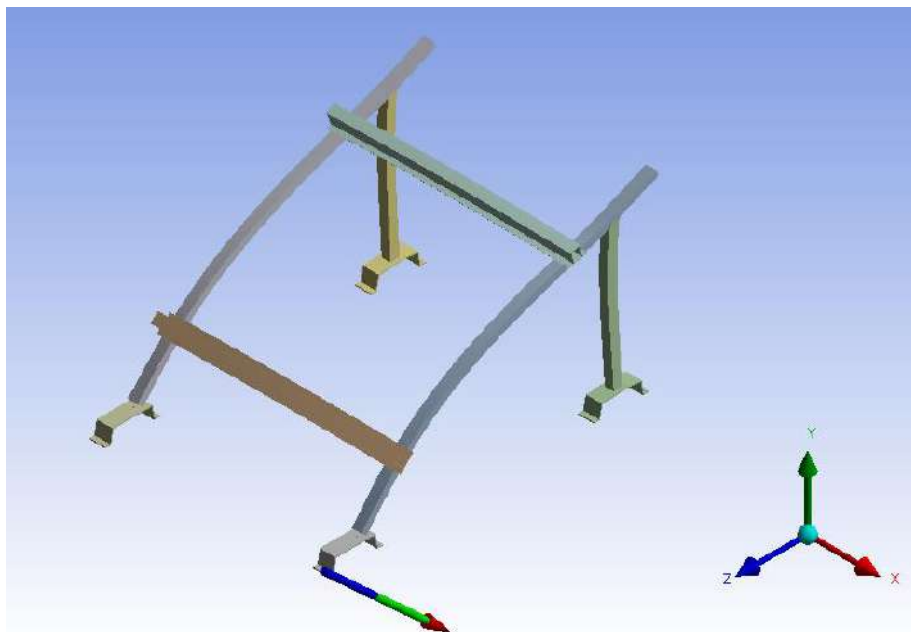


Imagen 12. Reacciones en A en escenario 1

RAx	RAy	RAz	RA Total
101 N	-430 N	-478 N	650 N

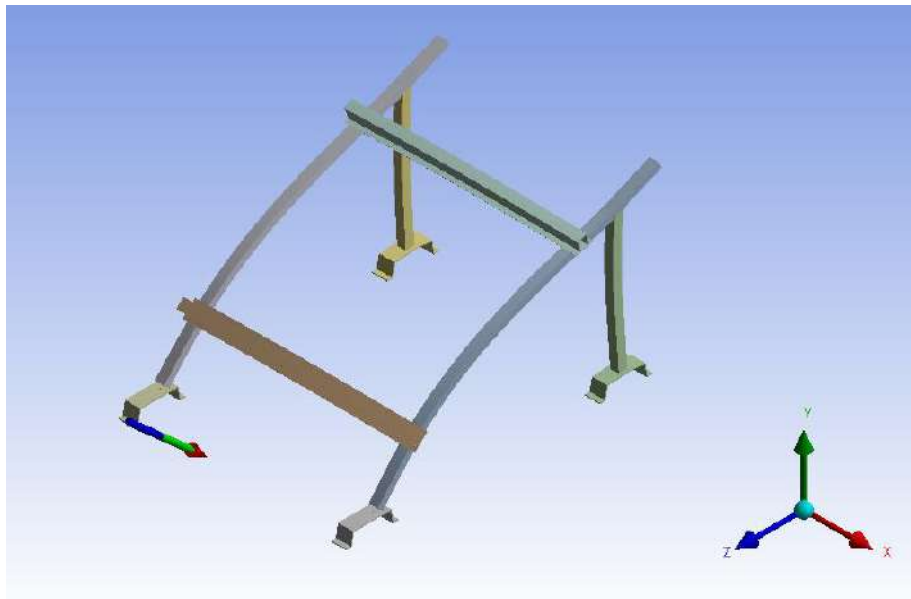


Imagen 13. Reacciones en B en escenario 1

RBx	RBy	RBz	RB Total
-102 N	-427 N	-468 N	641 N

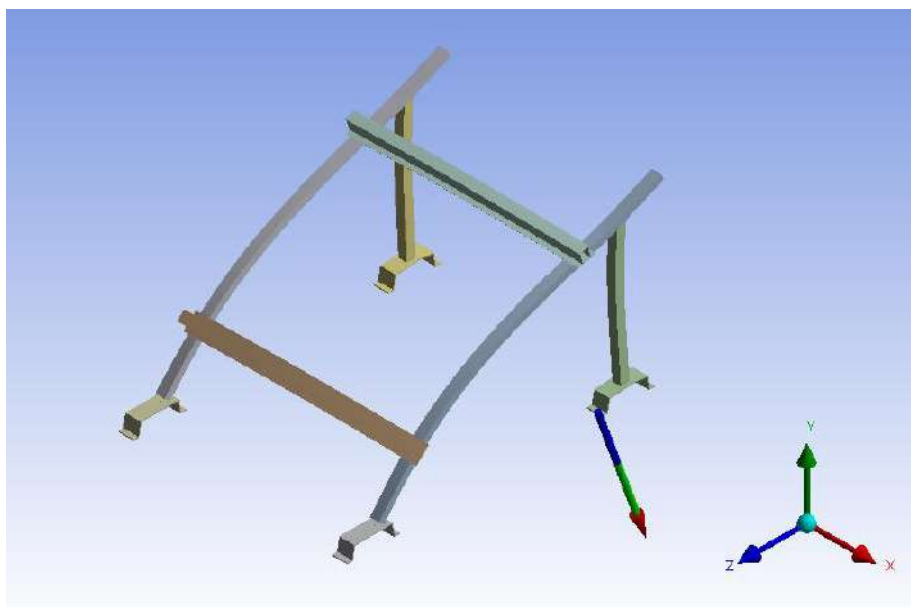


Imagen 14. Reacciones en C en escenario 1

RCx	RCy	RCz	RC Total
27 N	-903 N	-311 N	956 N

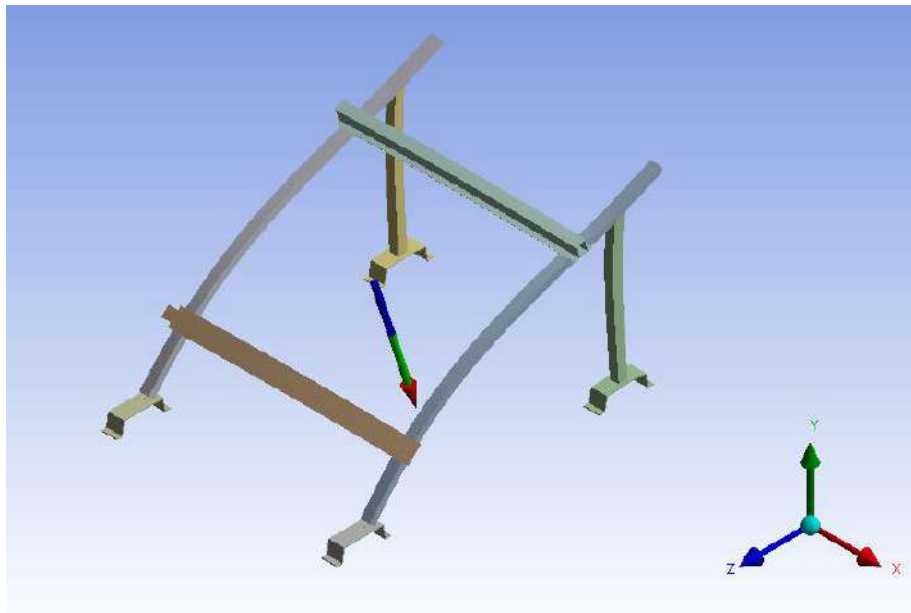


Imagen 15. Reacciones en D en escenario 1

RDx	RDy	RDz	RD Total
-27 N	-892 N	-309 N	944 N

4.3.2. Reacciones escenario 2

Las reacciones generadas para la combinación de cargas del escenario 2 en cada uno de los tres ejes y punto de anclaje, siguiendo la nomenclatura de apoyos establecida en la Imagen 6, serán las siguientes:

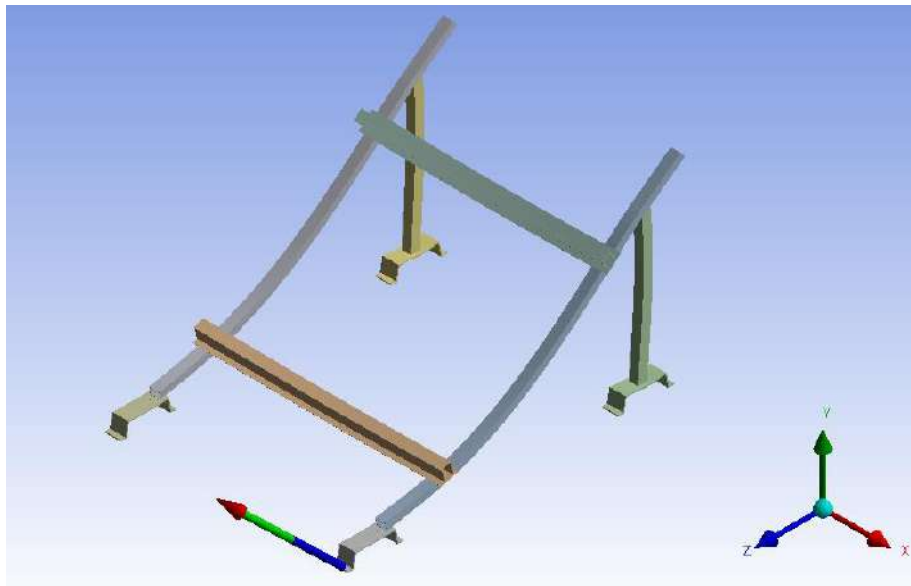


Imagen 16. Reacciones en A en escenario 2

RAx	RAy	RAz	RA Total
-139 N	605 N	634 N	887 N

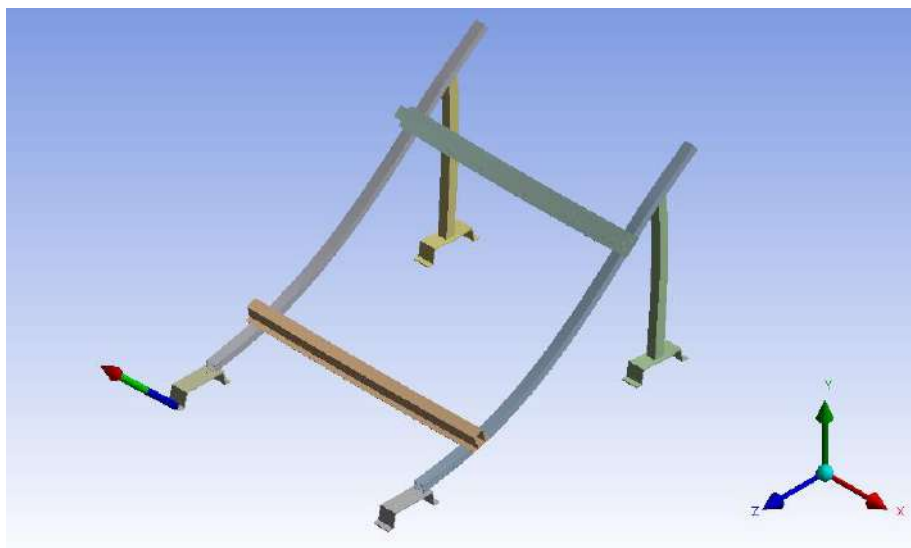


Imagen 17. Reacciones en B en escenario 2

RBx	RBy	RBz	RB Total
139 N	601 N	620 N	875 N

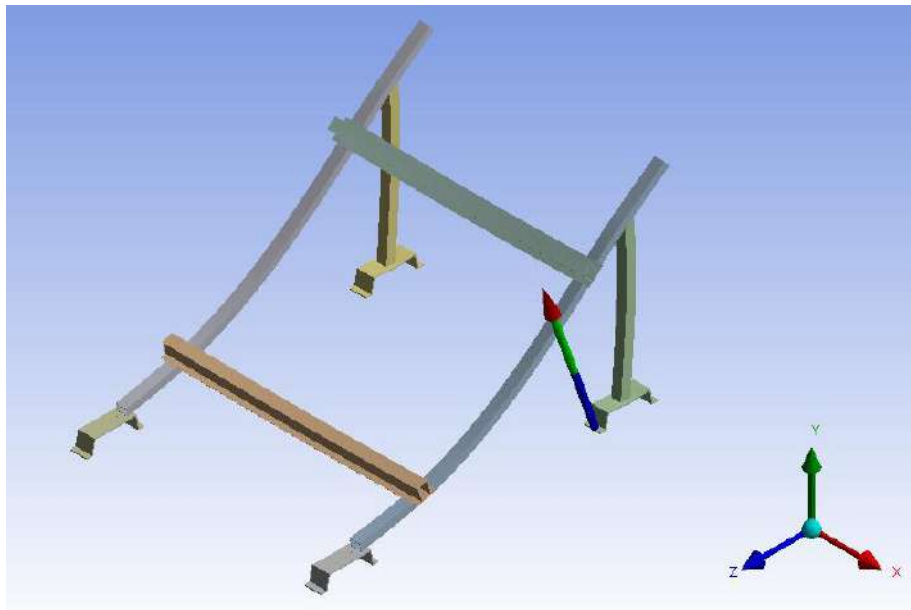


Imagen 18. Reacciones en C en escenario 2

RCx	RCy	RCz	RC Total
-37 N	1.252 N	424 N	1.322 N

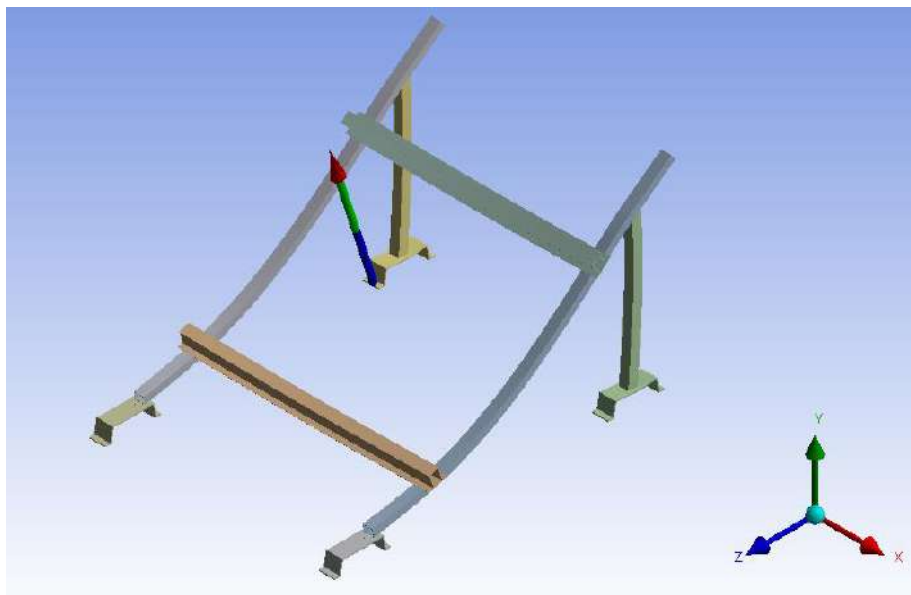


Imagen 19. Reacciones en D en escenario 2

RDx	RDy	RDz	RD Total
36 N	1.236 N	421 N	1.307 N

5. CONCLUSIONES

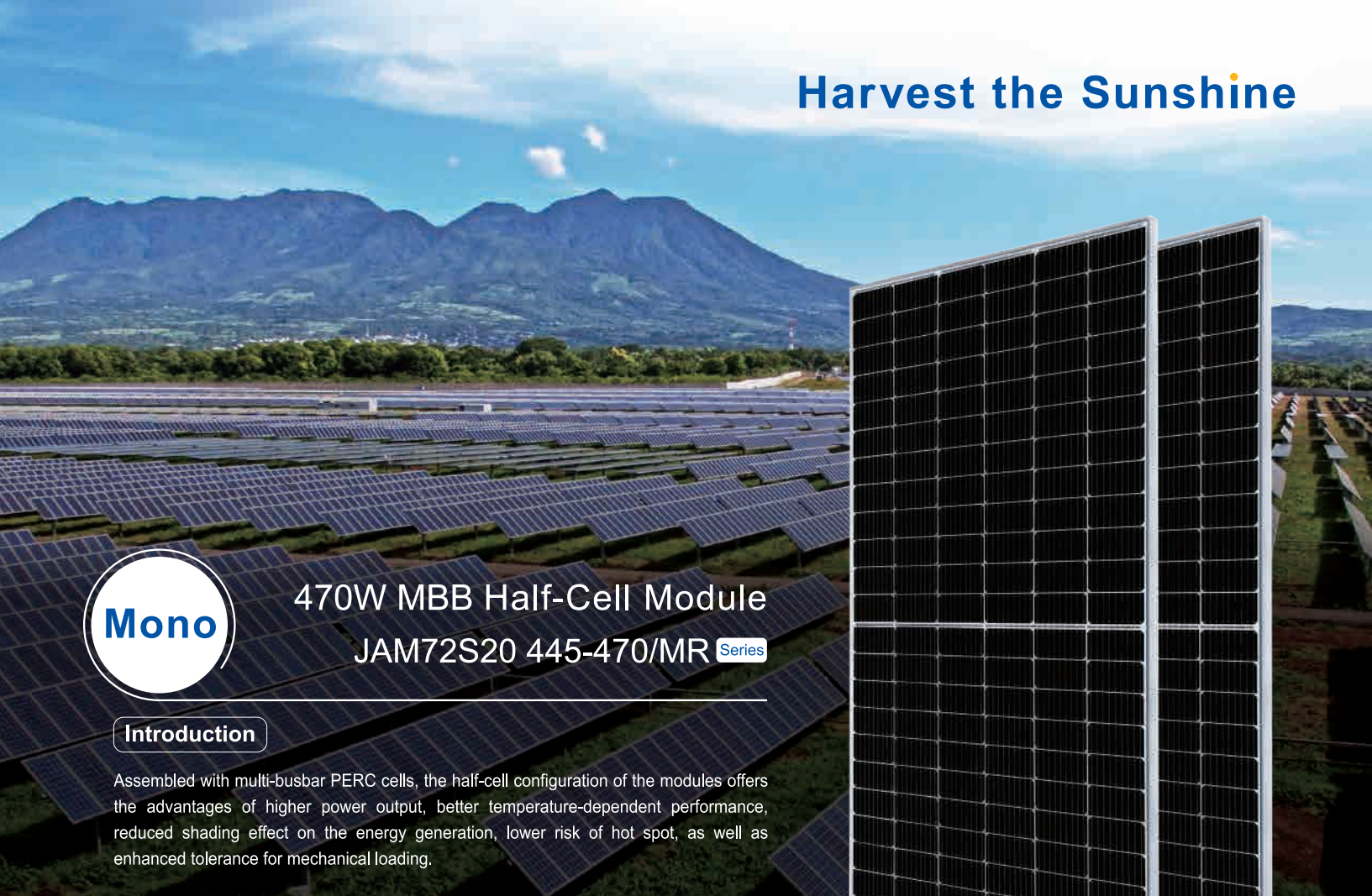
A la vista de los resultados de tensiones y deformaciones obtenidos para la Estructura 2 de la instalación, se puede determinar que la estructura estudiada cumple con los criterios establecidos de estado límite último y estado límite de servicio, por lo que presenta las características necesarias para resistir las cargas especificadas en el Código Técnico de Edificación (CTE) sin poner en riesgo la integridad de la instalación o la integridad de las personas y elementos cercanos a la instalación.

Por lo tanto, al ser esta estructura la más desfavorable según las consideraciones que se han realizado anteriormente, se puede afirmar que todas las estructuras de la instalación cumplen también con los criterios de cálculo estructura establecidos.



ANEXO 3: FICHAS TÉCNICAS





Mono

470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

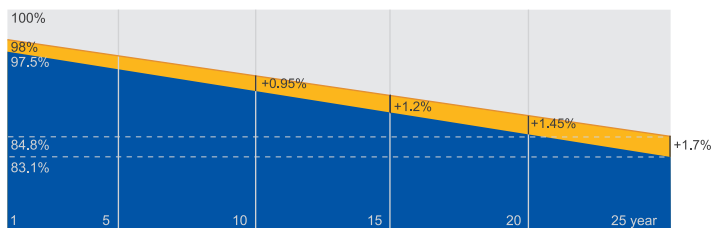


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



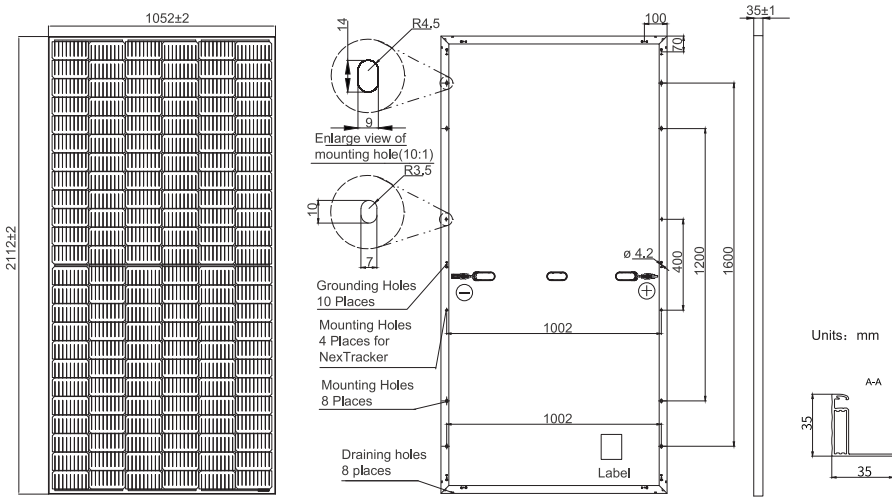
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

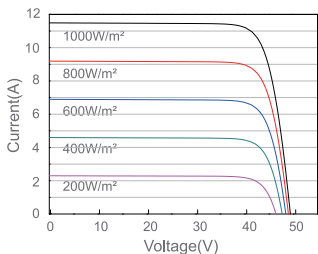
OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

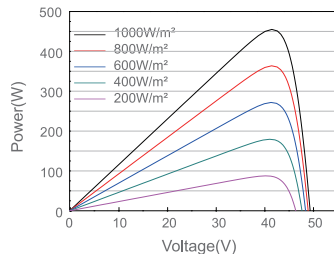
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

CHARACTERISTICS

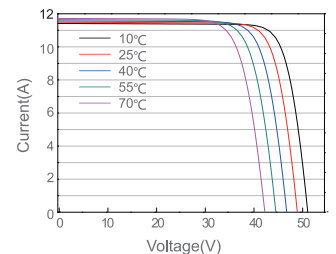
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Inversor de String Inteligente

SUN2000-60KTL-M0



Inteligente

- Monitoreo inteligente de 12 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@380Vac / 400Vac)
- 6 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de DC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de Monitoreo de la Corriente Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

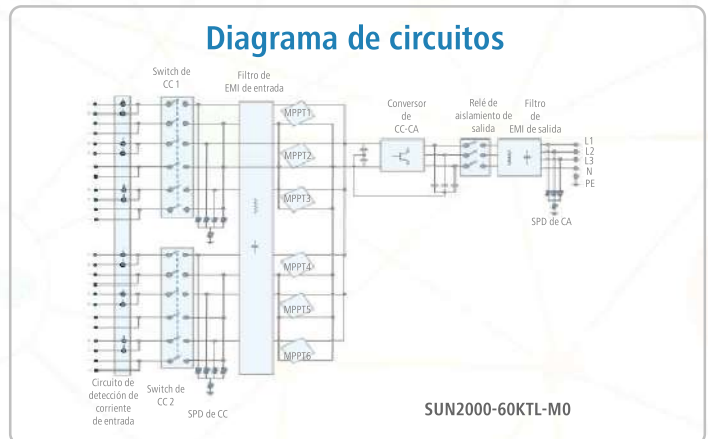
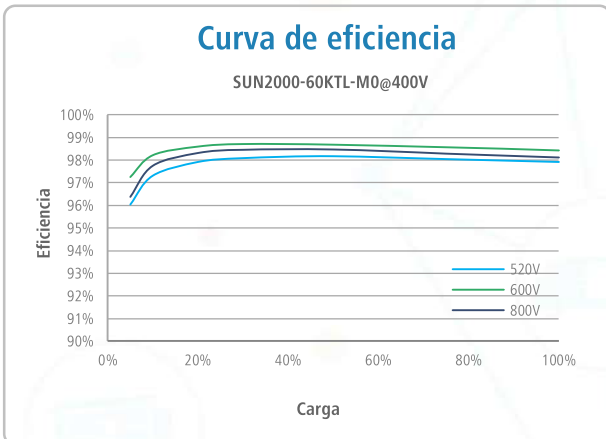
Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobrecorriente tipo II tanto para DC como para AC.

Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)



Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-M0
Eficiencia	
Eficiencia máxima	98.9% @480 Vac; 98.7% @380 Vac / 400 Vac
Eficiencia europea	98.7% @480 Vac; 98.5% @380 Vac / 400 Vac
Entrada	
Máx. voltaje de entrada	1,100 V
Máx. corriente por MPPT	22 A
Máx. corriente de cortocircuito por MPPT	30 A
Voltaje de entrada inicial	200 V
Rango de voltaje de operación de MPPT	200 V~1,000 V
Voltaje nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Máx. cantidad de entradas	12
Cantidad de MPPT	6
Salida	
Potencia nominal activa de AC	60,000 W
Máx. potencia aparente de AC	66,000 VA
Máx. potencia activa de AC (cosφ=1)	66,000 W
Voltaje nominal de salida	220V / 380V, 230V / 400V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings 277V / 480V, 3W+PE
Frecuencia nominal de red de AC	50 Hz / 60 Hz
Corriente de salida nominal	91.2 A @380 Vac, 86.7 A @400 Vac, 72.2 A @480 Vac
Máx. corriente de salida	100 A @380 Vac, 95.3 A @400 Vac, 79.4 A @480 Vac
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD
Máx. distorsión armónica total	< 3%
Protección	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección contra funcionamiento en isla	Sí
Protección contra sobrecorriente de AC	Sí
Protección contra polaridad inversa de DC	Sí
Monitoreo de fallas en strings de sistemas fotovoltaicos	Sí
Protector contra sobrecorriente de DC	Tipo II
Protector contra sobrecorriente de AC	Tipo II
Detección de aislamiento de DC	Sí
Unidad de Monitoreo de la Corriente Residual	Sí
Comunicación	
Visualización	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC)	Sí
General	
Dimensiones (ancho x altura x profundidad)	1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 pulgadas)
Peso (con soporte de montaje)	74 kg (163.1 lb.)
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Enfriamiento	Convección natural
Altitud de operación	4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0 ~ 100%
Conector de DC	Amphenol Helios H4
Conector de AC	Terminal de PG resistente al agua + Arandela
Clase de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido)	
Certificado	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61683
Código de red	IEC 61727, VDE 4105/0126, UTE C 15-712-1, EN 50438, CLC/TS 50549-1, CEI 0-16/21, C10/11, RD 1699, PO 12.9



El texto y las figuras reflejan el estado técnico actual al momento de la impresión. Sujeto a cambios técnicos. Se exceptúan errores y omisiones. Huawei no será responsable de errores de impresión o de otro tipo. Para obtener mayor información, visite el sitio web solar.huawei.com. Versión No.01-(201806)

ANEXO 4: INFORMES PVSYST



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Instalacion nave industrial

Variant: 461x450Wp_3x60kW_20,20

Sheds on a building

System power: 207 kWp

Ibi - España

Author

Ampertec energy sl (Spain)



Project: TFM Instalacion nave industrial

Variant: 461x450Wp_3x60kW_20,20

PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
24/05/21 17:26
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Ibi		Latitude	38.61 °N	Albedo	0.20
España		Longitude	-0.60 °W		
		Altitude	658 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Ibi					
Meteonorm 8.0 (2003-2017), Sat=100% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on a building			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed planes	3 orientations	Linear shadings		Ext. defined as file	
Tilts/azimuths	20 / 20 °			CC TFM 1 SIMULADA.csv	
	22 / -6 °				
	22 / 46 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules		461 units		Inverters	
Pnom total		207 kWp		Nb. of units	2.8 units
				Pnom total	170 kWac
				Pnom ratio	1.220

Results summary

Produced Energy	332.8 MWh/year	Specific production	1604 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	82.29 %
				Solar Fraction SF	31.63 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10



Project: TFM Instalacion nave industrial

Variant: 461x450Wp_3x60kW_20,20

PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
24/05/21 17:26
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed planes 3 orientations
Tilts/azimuths 20 / 20 °
22 / -6 °
22 / 46 °

Horizon

Free Horizon

Sheds on a building

Sheds configuration

Nb. of sheds 97 units
Sizes
Sheds spacing 3.66 m
Collector width 2.12 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 57.9 %
Shading limit angle
Limit profile angle 23.5 °

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteororm
Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file
CC TFM 1 SIMULADA.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
54007	52818	51742	49544	41647	47898	64623	44422	85137	82728	64471	58085	697122	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar
Model JAM72S20-450/MR
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 461 units
Nominal (STC) 207 kWp

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies
Model SUN2000-60KTL-M0_400Vac
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 60.0 kWac
Number of inverters 2.8 units
Total power 170 kWac

Array #1 - Naves 1 y 2 #1

Orientation #1
Tilt/Azimuth 20/20 °
Number of PV modules 180 units
Nominal (STC) 81.0 kWp
Modules 12 Strings x 15 In series

Number of inverters 1 Unit
Total power 60.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 74.3 kWp
U mpp 570 V
I mpp 130 A

Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.35

Array #2 - Naves 1 y 2 #2

Orientation #1
Tilt/Azimuth 20/20 °
Number of PV modules 56 units
Nominal (STC) 25.20 kWp
Modules 4 Strings x 14 In series

Number of inverters 2 * MPPT 17% 0.3 units
Total power 20.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 23.11 kWp
U mpp 532 V
I mpp 43 A

Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.26



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
24/05/21 17:26
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

PV Array Characteristics

Array #3 - Naves 1 y 2 #3

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	20/20 °		
Number of PV modules	105 units	Number of inverters	4 * MPPT 17% 0.7 units
Nominal (STC)	47.3 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	7 Strings x 15 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	43.3 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	570 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.18
I mpp	76 A		

Array #4 - Nave 3 Cara Der#1

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	22/-6 °		
Number of PV modules	30 units	Number of inverters	1 * MPPT 17% 0.2 units
Nominal (STC)	13.50 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 15 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	12.38 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	570 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.35
I mpp	22 A		

Array #5 - Nave 3 Cara Der #2

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	22/-6 °		
Number of PV modules	56 units	Number of inverters	2 * MPPT 17% 0.3 units
Nominal (STC)	25.20 kWp	Total power	20.0 kWac
Modules	4 Strings x 14 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	23.11 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	532 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
I mpp	43 A		

Array #6 - Nave 3 Cara Izq #1

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	22/46 °		
Number of PV modules	20 units	Number of inverters	1 * MPPT 17% 0.2 units
Nominal (STC)	9.00 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 10 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	8.25 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	380 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.90
I mpp	22 A		

Array #7 - Nave 3 Cara Izq #2

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	22/46 °		
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	1 * MPPT 17% 0.2 units
Nominal (STC)	6.30 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	1 String x 14 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	5.78 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	532 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.63
I mpp	11 A		



Project: TFM Instalacion nave industrial

Variant: 461x450Wp_3x60kW_20,20

Ampertec energy sl (Spain)

PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
24/05/21 17:26
with v7.2.2

PV Array Characteristics

Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	207 kWp	Total power	170 kWac
Total	461 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	1028 m ²		0.2 unused
Cell area	920 m ²	Pnom ratio	1.22



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
24/05/21 17:26
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.8 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.05 %/year

Vmp RMS dispersion 0.05 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.985	0.943	0.840	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Naves 1 y 2 #1

Global array res. 72 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Naves 1 y 2 #2

Global array res. 203 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Naves 1 y 2 #3

Global array res. 124 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Nave 3 Cara Der#1

Global array res. 435 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Nave 3 Cara Der #2

Global array res. 203 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Nave 3 Cara Izq #1

Global array res. 290 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Nave 3 Cara Izq #2

Global array res. 811 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 0.93 % at STC

Inverter: SUN2000-60KTL-M0_400Vac

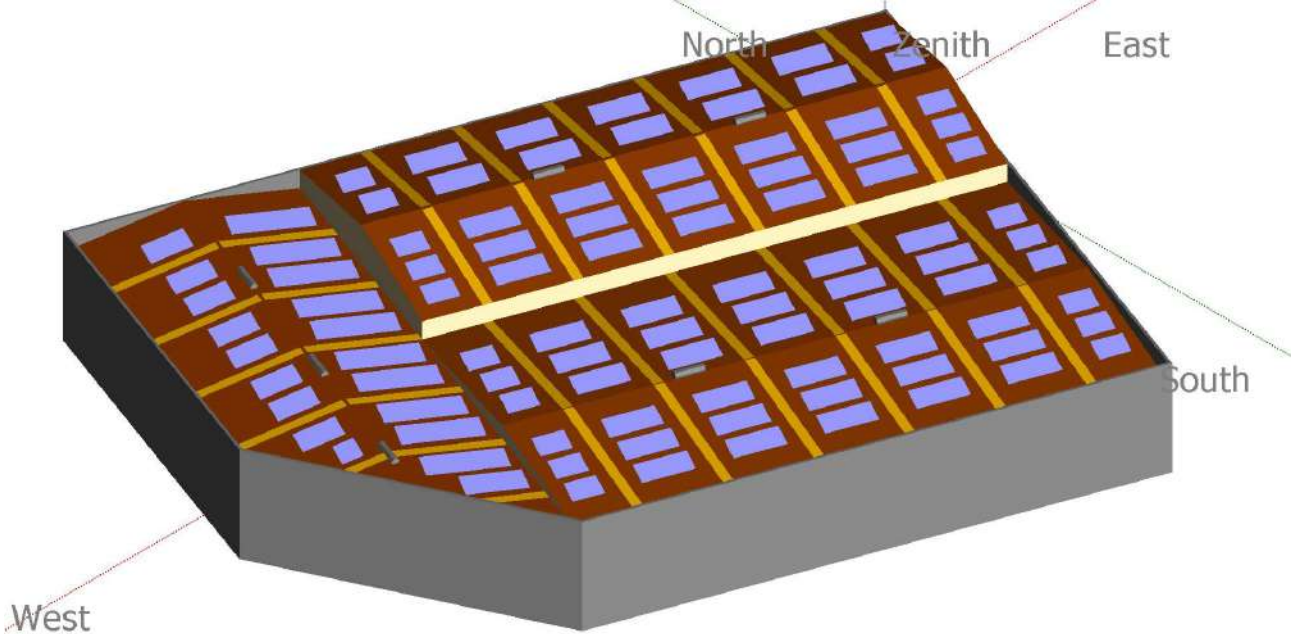
Wire section (3 Inv.) Copper 3 x 3 x 70 mm²

Average wires length 76 m

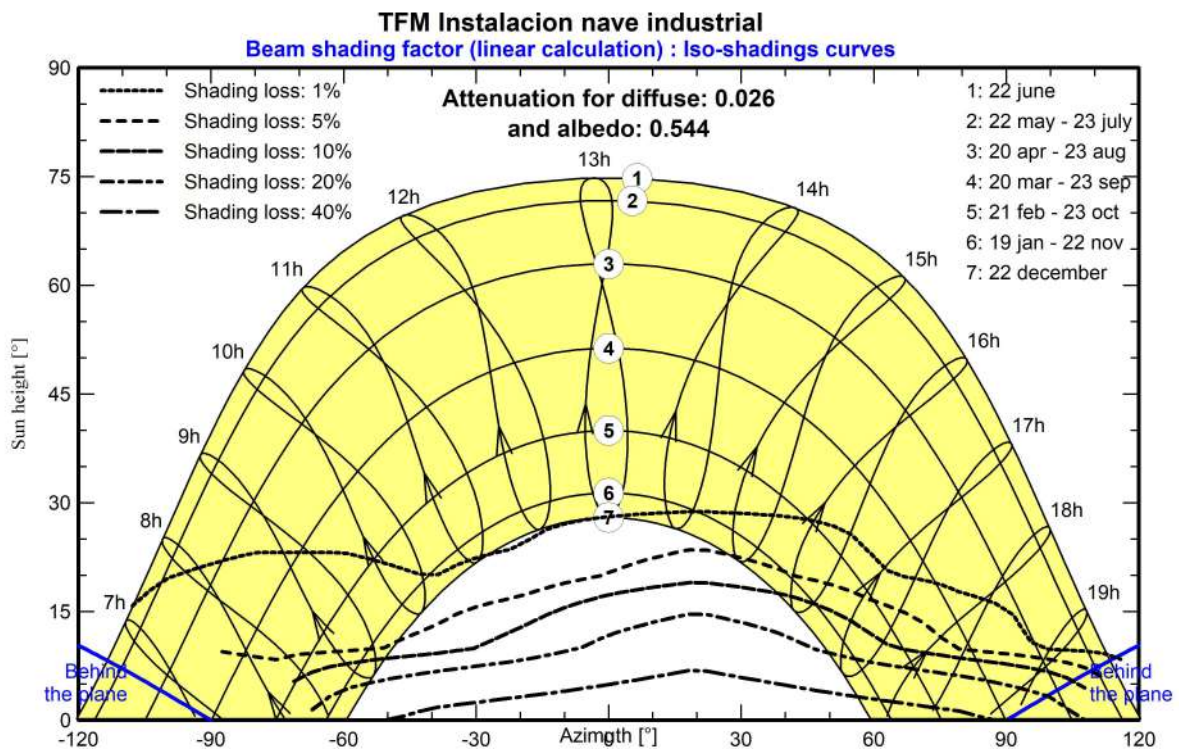


Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



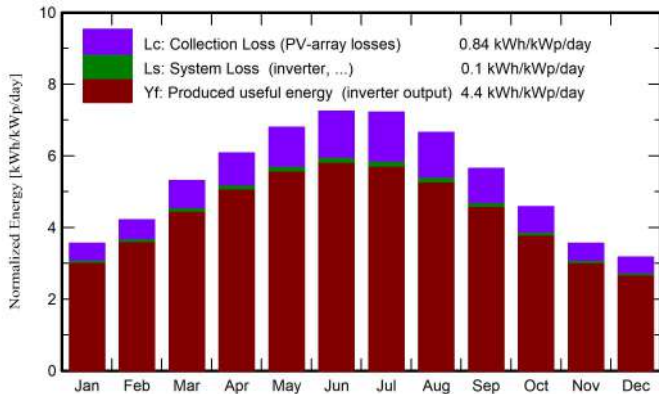


Main results

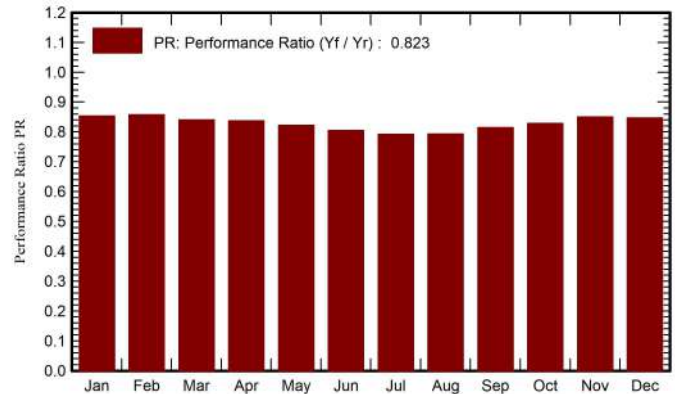
System Production

Produced Energy	332.8 MWh/year	Specific production	1604 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	82.29 %
		Solar Fraction SF	31.63 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

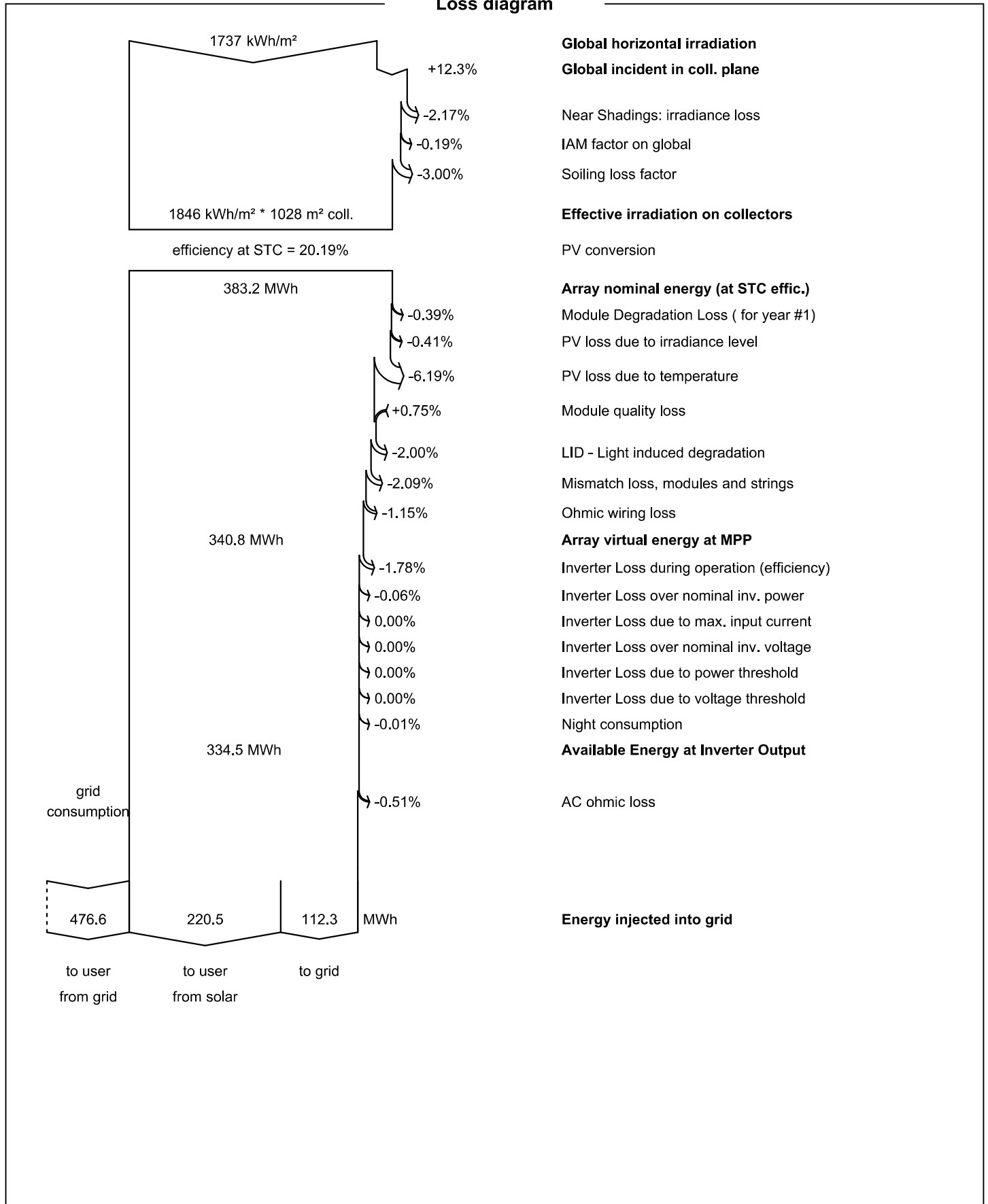
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	76.6	26.38	5.05	110.3	102.3	19.94	54.01	15.00	4.53	39.01
February	90.7	33.99	6.40	117.9	111.1	21.43	52.82	14.10	6.88	38.72
March	140.2	49.70	9.79	164.5	156.2	29.34	51.74	17.73	10.95	34.02
April	169.8	67.42	12.61	182.3	173.4	32.37	49.54	21.90	9.73	27.64
May	209.0	73.01	16.88	210.5	200.7	36.77	41.65	22.03	13.88	19.62
June	221.8	69.70	22.30	217.3	207.5	37.17	47.90	22.37	13.90	25.52
July	224.7	72.63	26.39	223.8	213.7	37.68	64.62	26.58	10.17	38.04
August	196.4	65.22	25.70	206.3	196.7	34.79	44.42	14.75	19.20	29.68
September	149.6	60.12	20.36	169.4	160.7	29.29	85.14	21.73	6.89	63.41
October	113.9	42.06	15.77	142.0	134.2	24.96	82.73	19.19	5.21	63.53
November	77.7	32.61	8.89	106.7	99.5	19.21	64.47	14.11	4.71	50.36
December	66.2	24.07	5.72	98.4	90.4	17.64	58.08	11.04	6.24	47.05
Year	1736.7	616.88	14.71	1949.4	1846.4	340.60	697.12	220.52	112.29	476.60

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



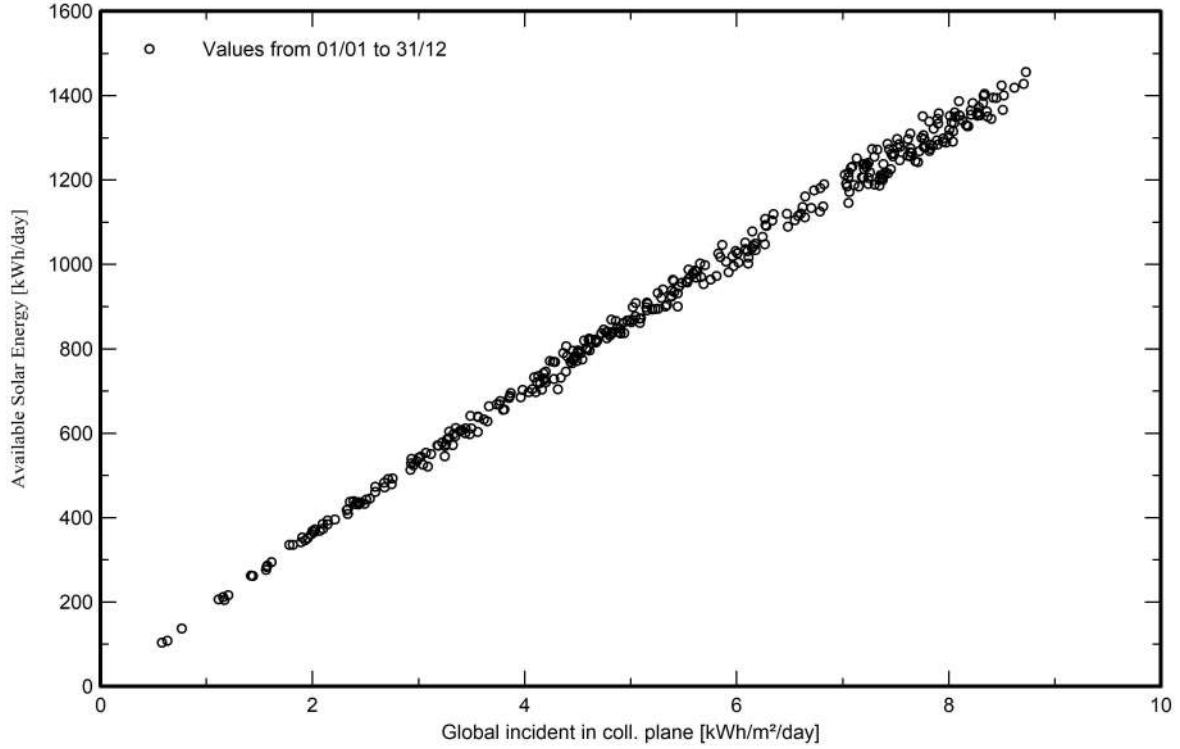
Loss diagram



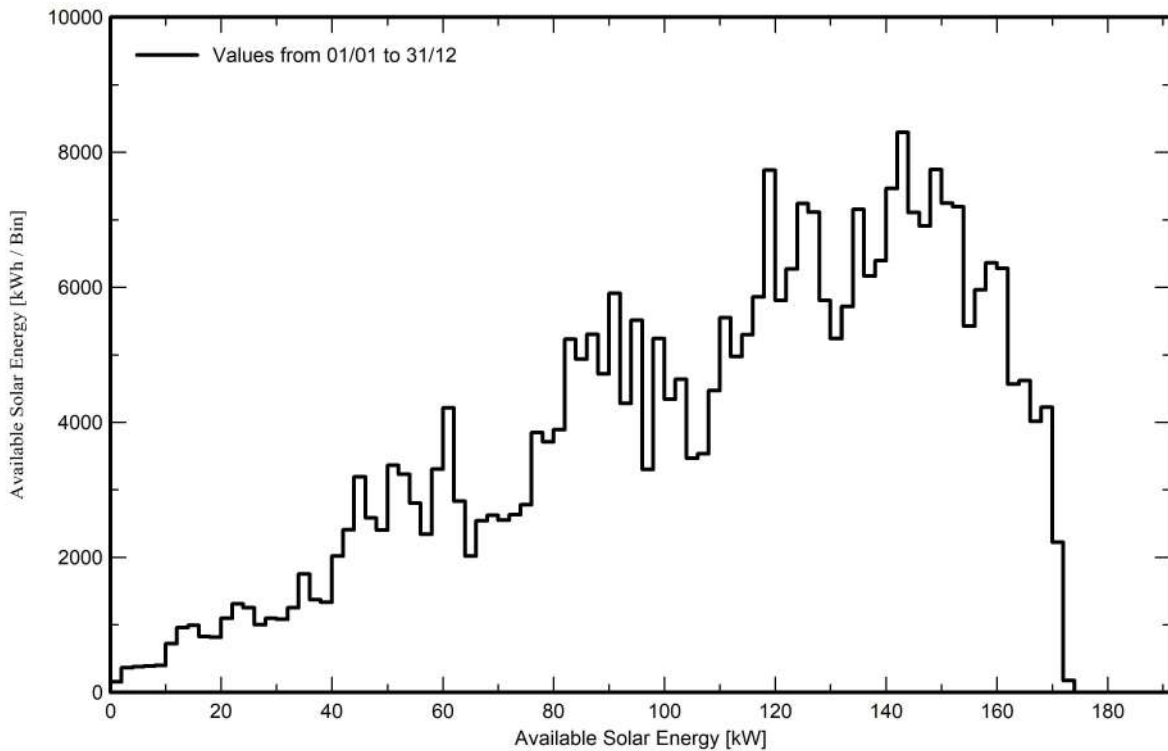


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFM Instalacion nave industrial

Variant: 396x450Wp_2x60kW,1x36kW_20,20

Sheds on a building

System power: 178 kWp

Ibi - España

Author

Ampertec energy sl (Spain)



PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/05/21 17:27
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Ibi		Latitude	38.61 °N	Albedo	0.20
España		Longitude	-0.60 °W		
		Altitude	658 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Ibi					
Meteonorm 8.0 (2003-2017), Sat=100% - Sintético					

System summary

Grid-Connected System		Sheds on a building			
Simulation for year no 1					
PV Field Orientation		Near Shadings		User's needs	
Fixed planes	3 orientations	Linear shadings		Ext. defined as file	
Tilts/azimuths	20 / 20 °			CC TFM 1 SIMULADA.csv	
	22 / -6 °				
	22 / 46 °				
System information					
PV Array					
Nb. of modules		396 units		Inverters	
Pnom total		178 kWp		Nb. of units	3 units
				Pnom total	156 kWac
				Pnom ratio	1.142

Results summary

Produced Energy	288.2 MWh/year	Specific production	1617 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	83.05 %
				Solar Fraction SF	27.96 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10



PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/05/21 17:27
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed planes 3 orientations
Tilts/azimuths 20 / 20 °
22 / -6 °
22 / 46 °

Horizon

Free Horizon

Sheds on a building

Sheds configuration

Nb. of sheds 90 units
Sizes
Sheds spacing 3.61 m
Collector width 2.12 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 58.7 %
Shading limit angle
Limit profile angle 24.1 °

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file
CC TFM 1 SIMULADA.csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
54007	52818	51742	49543	41647	47898	64622	44422	85137	82728	64471	58085	697122	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JA Solar
Model JAM72S20-450/MR
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 450 Wp
Number of PV modules 310 units
Nominal (STC) 140 kWp

Inverter

Manufacturer Huawei Technologies
Model SUN2000-60KTL-M0_400Vac
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 60.0 kWac
Number of inverters 2 units
Total power 120 kWac

Array #1 - Naves 1 y 2 #1

Orientation #1
Tilt/Azimuth 20/20 °
Number of PV modules 26 units
Nominal (STC) 11.70 kWp
Modules 2 Strings x 13 In series

Number of inverters 1 * MPPT 17% 0.2 units
Total power 10.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 10.73 kWp
U mpp 494 V
I mpp 22 A

Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.17

Array #2 - Naves 1 y 2 #2

Orientation #1
Tilt/Azimuth 20/20 °
Number of PV modules 126 units
Nominal (STC) 56.7 kWp
Modules 9 Strings x 14 In series

Number of inverters 5 * MPPT 17% 0.8 units
Total power 50.0 kWac

At operating cond. (50°C)

Pmpp 52.0 kWp
U mpp 532 V
I mpp 98 A

Operating voltage 200-1000 V
Max. power (=>30°C) 66.0 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.13



PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/05/21 17:27
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

PV Array Characteristics

Array #3 - Naves 1 y 2 #3

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	20/20 °		
Number of PV modules	130 units	Number of inverters	5 * MPPT 17% 0.8 units
Nominal (STC)	58.5 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	10 Strings x 13 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	53.6 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	494 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
I mpp	109 A		

Array #4 - Naves 1 y 2 #4

Orientation	#1		
Tilt/Azimuth	20/20 °		
Number of PV modules	28 units	Number of inverters	1 * MPPT 17% 0.2 units
Nominal (STC)	12.60 kWp	Total power	10.0 kWac
Modules	2 Strings x 14 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	11.55 kWp	Max. power (=>30°C)	66.0 kWac
U mpp	532 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.26
I mpp	22 A		

PV module

Manufacturer	JA Solar
Model	JAM72S20-450/MR
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	450 Wp
Number of PV modules	86 units
Nominal (STC)	38.7 kWp

Inverter

Manufacturer	Huawei Technologies
Model	SUN2000-36kTL-G400
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	36.0 kWac
Number of inverters	1 Unit
Total power	36.0 kWac

Array #5 - Nave 3 Cara Der#1

Orientation	#2		
Tilt/Azimuth	22/-6 °		
Number of PV modules	52 units	Number of inverters	2 * MPPT 25% 0.5 units
Nominal (STC)	23.40 kWp	Total power	18.0 kWac
Modules	4 Strings x 13 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	21.46 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.30
U mpp	494 V		
I mpp	43 A		

Array #6 - Nave 3 Cara Izq #1

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	22/46 °		
Number of PV modules	20 units	Number of inverters	1 * MPPT 25% 0.3 units
Nominal (STC)	9.00 kWp	Total power	9.0 kWac
Modules	2 Strings x 10 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	8.25 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.00
U mpp	380 V		
I mpp	22 A		



PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/05/21 17:27
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

PV Array Characteristics

Array #7 - Nave 3 Cara Izq #2

Orientation	#3		
Tilt/Azimuth	22/46 °		
Number of PV modules	14 units	Number of inverters	1 * MPPT 25% 0.3 units
Nominal (STC)	6.30 kWp	Total power	9.0 kWac
Modules	1 String x 14 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	200-1000 V
Pmpp	5.78 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.70
U mpp	532 V		
I mpp	11 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	178 kWp	Total power	156 kWac
Total	396 modules	Nb. of inverters	3 units
Module area	883 m ²	Pnom ratio	1.14
Cell area	790 m ²		



PVsyst V7.2.2

VC1, Simulation date:
24/05/21 17:27
with v7.2.2

Ampertec energy sl (Spain)

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 20.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V

Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1

Loss factor 0.8 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.05 %/year

Vmp RMS dispersion 0.05 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.985	0.943	0.840	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 10 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Naves 1 y 2 #1

Global array res. 377 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Naves 1 y 2 #2

Global array res. 90 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Naves 1 y 2 #3

Global array res. 75 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - Naves 1 y 2 #4

Global array res. 406 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - Nave 3 Cara Der#1

Global array res. 188 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - Nave 3 Cara Izq #1

Global array res. 290 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - Nave 3 Cara Izq #2

Global array res. 811 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point

Inverter voltage 400 Vac tri

Loss Fraction 0.79 % at STC

Inverters: SUN2000-60KTL-M0_400Vac, SUN2000-36kTL-G400

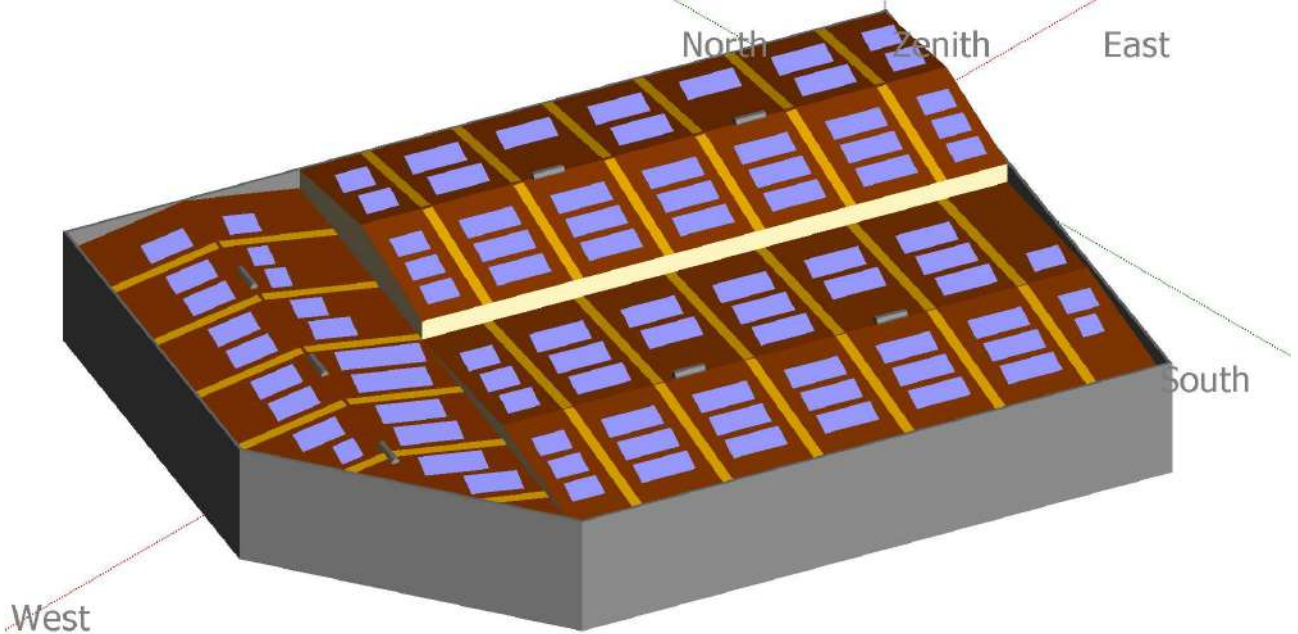
Wire section (3 Inv.) Copper 3 x 3 x 70 mm²

Average wires length 76 m

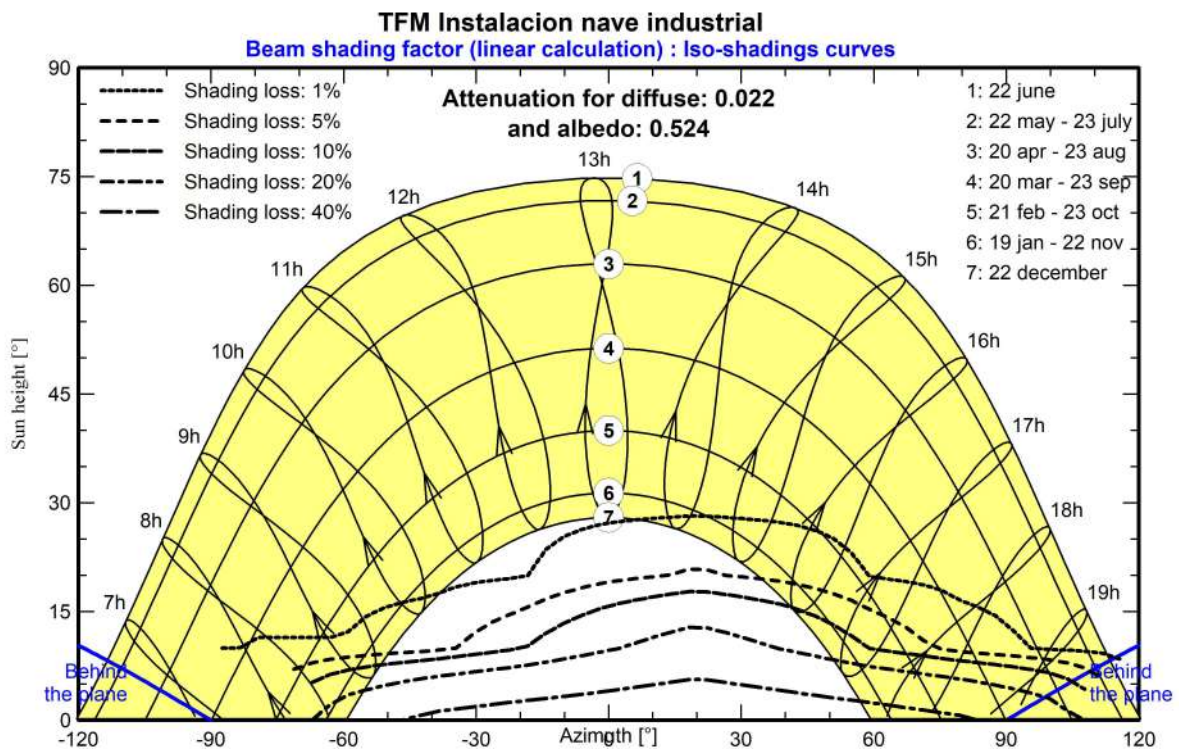


Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram



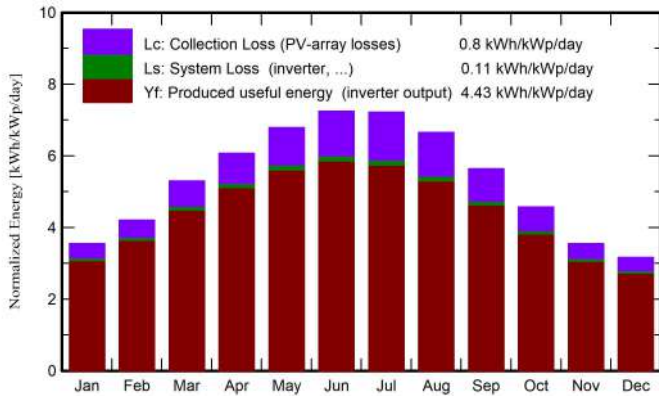


Main results

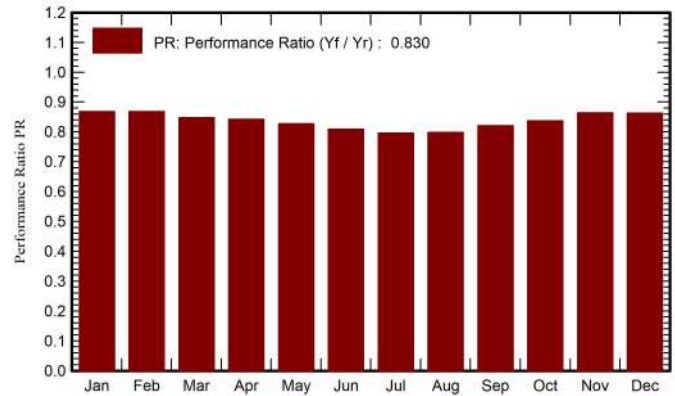
System Production

Produced Energy	288.2 MWh/year	Specific production	1617 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	83.05 %
		Solar Fraction SF	27.96 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

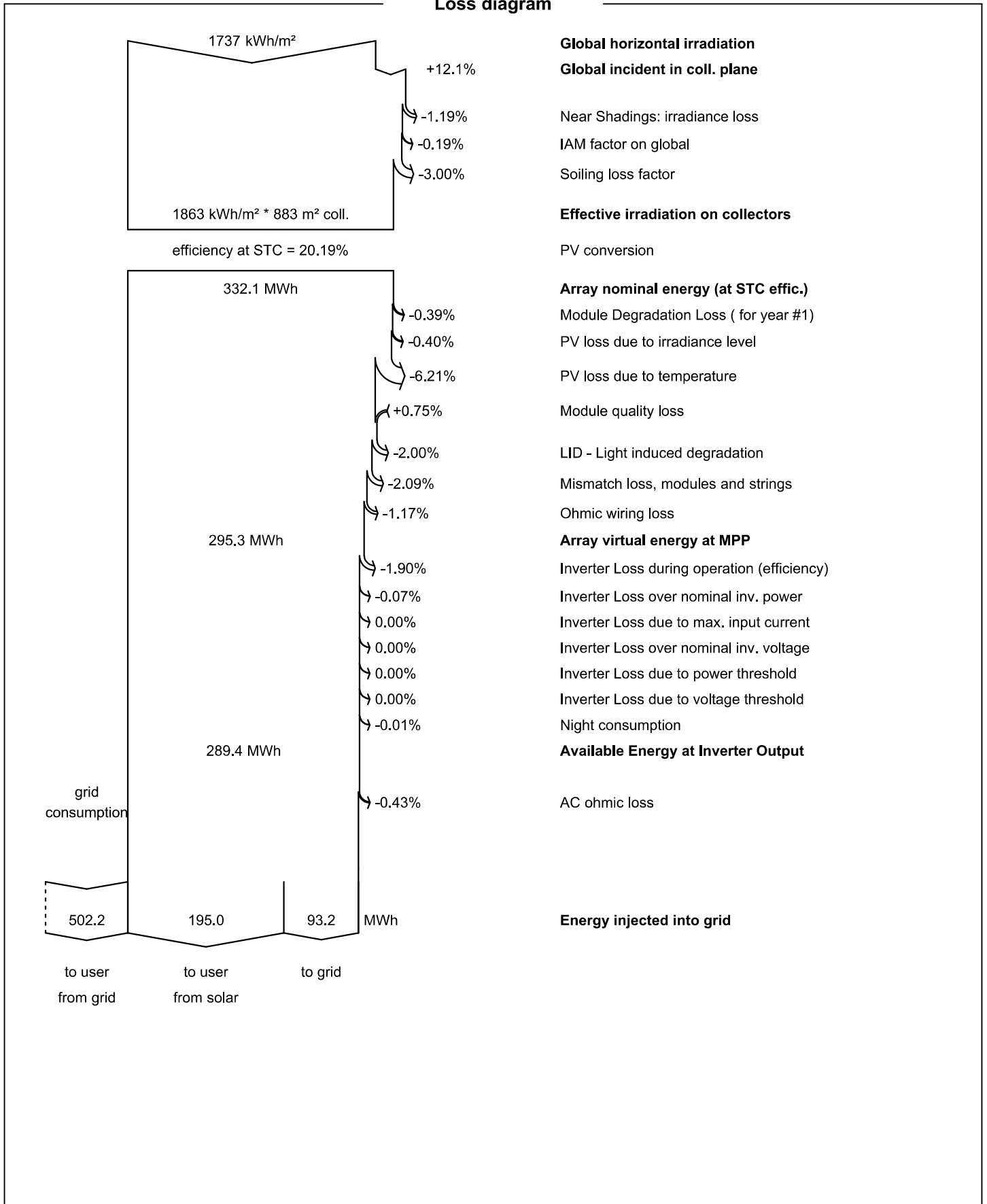
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	76.6	26.38	5.05	109.9	104.0	17.40	54.01	13.27	3.75	40.74
February	90.7	33.99	6.40	117.6	112.4	18.61	52.82	12.43	5.76	40.39
March	140.2	49.70	9.79	164.3	157.5	25.42	51.74	15.65	9.18	36.09
April	169.8	67.42	12.61	182.1	174.6	27.99	49.54	19.62	7.72	29.93
May	209.0	73.01	16.88	210.5	202.0	31.77	41.65	19.82	11.19	21.83
June	221.8	69.70	22.30	217.4	208.7	32.10	47.90	20.08	11.25	27.82
July	224.7	72.63	26.39	223.9	215.0	32.54	64.62	23.55	8.21	41.07
August	196.4	65.22	25.70	206.2	197.9	30.06	44.42	13.00	16.33	31.42
September	149.6	60.12	20.36	169.2	162.0	25.35	85.14	18.88	5.88	66.26
October	113.9	42.06	15.77	141.8	135.6	21.66	82.73	16.67	4.48	66.06
November	77.7	32.61	8.89	106.4	100.9	16.74	64.47	12.30	4.07	52.17
December	66.2	24.07	5.72	98.1	92.1	15.43	58.08	9.67	5.42	48.41
Year	1736.7	616.88	14.71	1947.3	1862.7	295.07	697.12	194.95	93.23	502.17

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



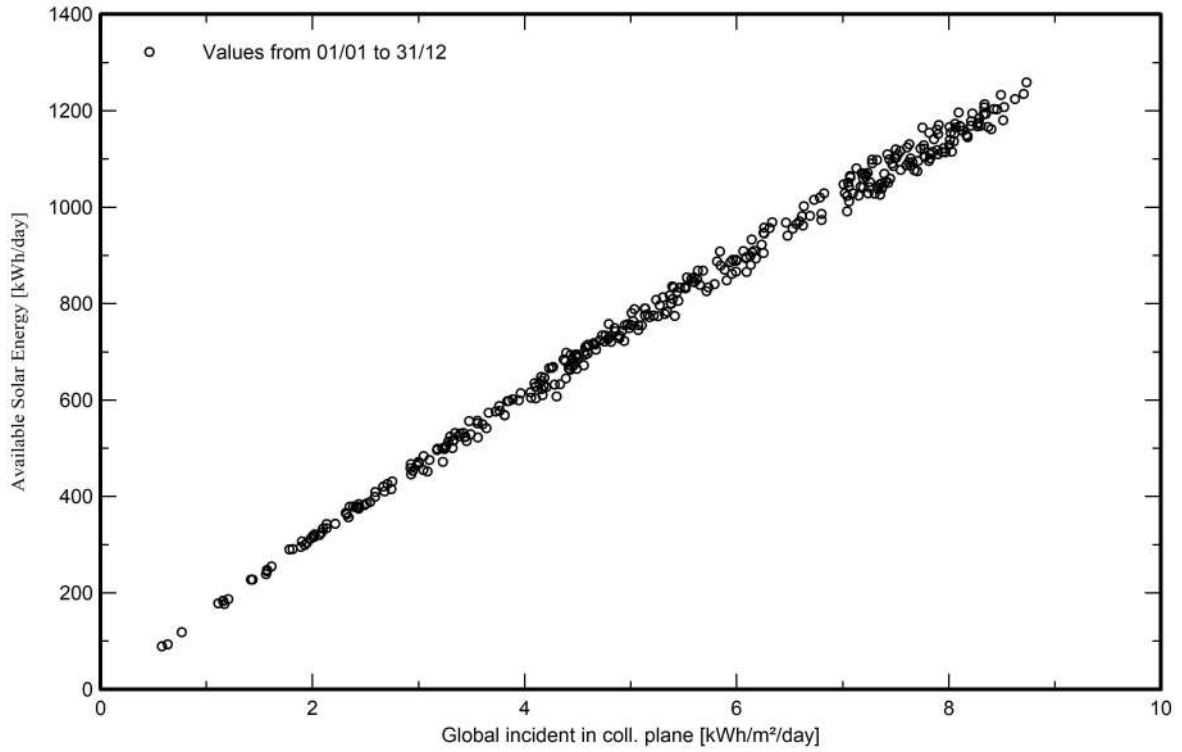
Loss diagram



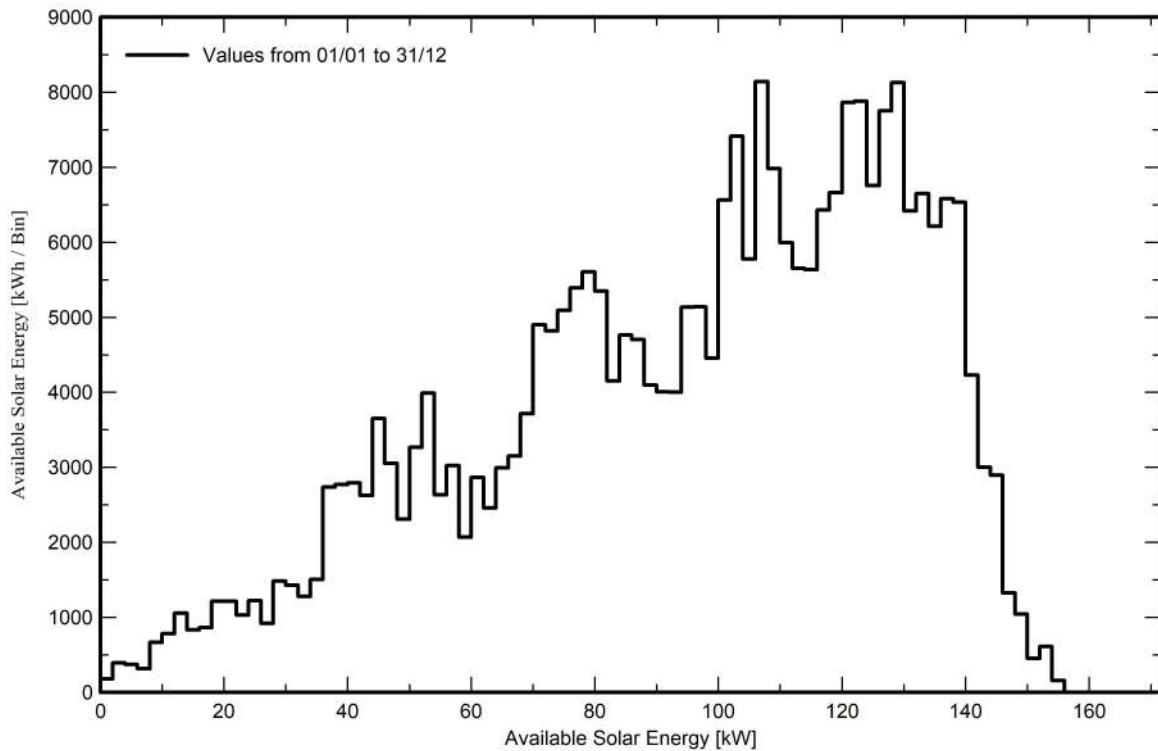


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





CAPÍTULO 2: PLIEGO DE CONDICIONES



ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

1. OBJETO	149
2. NORMATIVA RELACIONADA.	150
3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN	153
3.1. Cuadros de protección	153
3.2. Canalizaciones	157
3.2.1. Tubo de PVC rígido	157
3.2.2. Tubo de PVC flexible.....	158
3.2.3. Bandeja metálica	158
3.3. Pararrayos	160
3.4. Iluminación.....	161
3.4.1. Luminarias	161
3.4.2. Luminarias de emergencia	161
4. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS	163
4.1. Condiciones técnicas	163
4.2. Condiciones de instalación.....	163
4.3. Control.....	163
5. INVERSOR	164
5.1. Definición	164
5.2. Condiciones técnicas	164
5.3. Condiciones de instalación.....	164
5.4. Certificados del fabricante	164
5.5. Informes	165
5.5.1. Procedimiento de caracterización de la eficiencia de conversión	165
5.5.2. Procedimiento de evaluación del seguimiento del punto de máxima potencia	165
5.5.3. Condiciones de ensayo.....	165
6. CABLES Y CANALIZACIONES	166
6.1. Normas y reglamentos	166
6.2. Condiciones técnicas	166
6.3. Condiciones de instalación.....	166
6.4. Ejecución de los trabajos.....	166

6.4.1.	Cables en tubos en el interior de zanjas	166
6.4.2.	Cables en conductos metálicos en montaje superficial	167
6.4.3.	Cables directamente sobre bandejas	167
6.4.4.	Cables fijados directamente sobre superficie	167
6.4.5.	Cables en canal eléctrica fijada sobre pared	167
6.5.	Ensayos.....	168
7.	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	169
7.1.	Normas y reglamento.....	169
7.2.	Condiciones técnicas	169
8.	INTERRUPTOR GENERAL MANUAL	170
8.1.	Normas y reglamento.....	170
8.2.	Condiciones técnicas	170
8.3.	Condiciones de instalación.....	170
9.	EQUIPOS DE MEDIDA	171
9.1.	Baja tensión.....	171
9.1.1.	Normas y reglamento.....	171
9.1.2.	Condiciones técnicas	171
9.1.3.	Condiciones de instalación.....	171
10.	CUADRO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA.....	172
10.1.	Normas y reglamento.....	172
10.2.	Condiciones técnicas	172
10.3.	Condiciones de instalación.....	172
11.	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.....	173
11.1.	Normas y reglamentos	173
11.2.	Condiciones técnicas	173
11.3.	Condiciones de instalación.....	173
11.4.	Ejecución de los trabajos.....	173
11.5.	Ensayos.....	173
12.	CONDICIONES GENERALES	174
12.1.	Certificados y documentación.....	174
12.2.	Control.....	174
12.3.	Seguridad.....	174



12.4.	Limpieza.....	175
12.5.	Mantenimiento	175



1. OBJETO

El objeto del presente Pliego de Condiciones técnicas es definir los datos principales y las condiciones generales para desarrollar la construcción de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo sin excedentes de 180 kWn Y 207 kWp de potencia.

La instalación se va a implantar en la cubierta de una nave industrial dedicada a la manufactura de recambios para vehículos eléctricos, cuyo suministro se encuentra situado en el municipio de Ibi, en la provincia de Alicante.

El documento contempla la instalación de una parte generadora formada por 461 paneles fotovoltaicos de 450 Wp dispuestos en una estructura de aluminio con inclinación óptima de 20º sobre situada sobre la cubierta de la industria, 3 inversores de conexión a red trifásico de 60 kW de potencia nominal, y cuadro de protecciones de corriente alterna, así como el cableado y canalizaciones necesarias para el correcto conexionado y montaje de los distintos elementos.

Este Pliego de Condiciones se refiere a la ejecución de obras de instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo, incluidas todas aquellas obras y tareas de redes y líneas eléctricas aéreas o subterráneas de baja tensión para el conexionado de los distintos elementos.

2. NORMATIVA RELACIONADA.

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación de los seguros correspondientes y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

Las obras de la instalación, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- LEY 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- UNE 21017:1959: Cables de cobre desnudos, semirrígidos, para conductores eléctricos.
- UNE 21086:1972: Colores y signos distintivos del sentido rotacional de fases en corriente alterna y polaridades en corriente continua.
- UNE 23806:1981: Ensayo de comportamiento frente al fuego. Ensayo de estabilidad al chorro de agua de los materiales protectores de estructuras metálicas.
- UNE 20324:1993: Grados de protección proporcionados por las envolventes (Código IP). (CEI 529:1989).
- UNE 21089-1:2002: Identificación de los conductores aislados de los cables.
- UNE 20427:2008: Cables eléctricos. Métodos de ensayo adicionales. Ensayo de propagación de la llama.
- UNE 21144:2012: Cables eléctricos. Cálculo de la intensidad admisible.
- UNE 21123-2:2017: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 2: Cables con aislamiento de polietileno reticulado y cubierta de policloruro de vinilo.
- UNE-EN 1363-2:2000: Ensayos de resistencia al fuego. Parte 2: Procedimientos alternativos y adicionales.
- UNE-EN 60228:2005: Conductores de cables aislados.
- UNE-EN 61034-1:2005: Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas. Parte 1: Equipo de ensayo.
- UNE-EN 61034-2:2005: Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas. Parte 2: Procedimientos de ensayo y requisitos.



- UNE-EN 50085-1:2006: Sistemas de canales para cables y sistemas de conductos cerrados de sección no circular para instalaciones eléctricas. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 61215:2006: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 60947-1:2008: Aparata de baja tensión. Parte 1, Reglas generales.
- UNE-EN 60423:2008: Sistemas de tubos para la conducción de cables. Diámetros exteriores de los tubos para instalaciones eléctricas y roscas para tubos y accesorios.
- UNE-EN 61386-1:2008: Sistemas de tubos para la conducción de cables. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 60332-3-10/21/22/23/24:2009: Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego.
- UNE-EN 60891:2010: Dispositivos fotovoltaicos. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 50525-2-51:2012: Cables eléctricos de baja tensión. Cables de tensión asignada inferior o igual a 450/750 V (Uo/U). Parte 2-51: Cables de utilización general. Cables de control resistentes al aceite con aislamiento termoplástico (PVC).
- UNE-EN 60811-100:2012: Cables eléctricos y de fibra óptica. Métodos de ensayo para materiales no metálicos. Parte 100: Generalidades.
- UNE-EN 61439-1/2/3:2012: Conjuntos de aparata de baja tensión.
- UNE-EN 60754-1/2:2014: Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables.
- UNE-EN 1363-1:2015: Ensayos de resistencia al fuego. Parte 1: Requisitos generales.
- UNE-EN 60695-2-11:2015: Ensayos relativos a los riesgos del fuego. Parte 2-11: Método de ensayo del hilo incandescente. Ensayo de inflamabilidad para productos terminados.
- UNE-EN ISO 1461:2010: Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo. (ISO 1461:2009).
- EN 61000-6-2:2006: Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 6-2: Normas genéricas. Inmunidad en entornos industriales.
- EN 61000-6-4:2007: Compatibilidad Electromagnética (CEM). Parte 6-4: Normas genéricas. Norma de emisión en entornos industriales. (IEC 61000-6-4:2006).
- EN 61000-3-12:2011: Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-12: Límites para las corrientes armónicas producidas por los equipos conectados a las redes públicas de baja tensión con corriente de entrada > 16 A y ≤ 75 A por fase.
- IEC 61000: Compatibilidad Electromagnética (CEM).
- IEC 60364:2011: Instalaciones eléctricas de baja tensión.
- IEC 61215-1:2016: Módulos fotovoltaicos terrestres – Calificación de diseño y aprobación de tipo - Parte 1: Requisitos de test.



- IEC 61643-11:2013: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 11: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados a sistemas eléctricos de baja tensión. Requisitos y métodos de ensayo.
- IEC 60255-27:2013: Relés de medida y equipos de protección. Parte 27: Requisitos de seguridad. (Ratificada por AENOR en junio de 2014.)
- IEC 61140:2016: Protección contra los choques eléctricos. Aspectos comunes a las instalaciones y a los equipos.
- Instrucción RC 16 de recepción de cementos, cuya aprobación es recogida en el Real Decreto 256/2016, de 10 de junio.

3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN

3.1. Cuadros de protección

Esta especificación define las características que deberán cumplir las envolventes (armarios) y materiales auxiliares de montaje y aparellaje que componen los diferentes cuadros de protección y distribución que puedan existir en la instalación.

El cuadro de Distribución de Baja Tensión deberá cumplir las siguientes normas:

- UNE 20324:1993. Grados de protección.
- UNE-EN 61439-1/2/3:2012. Conjuntos de aparata de Baja Tensión.
- UNE-EN 60947-1:2008. Aparata de baja tensión. Parte 1: Reglas generales.
- UNE-EN 60695-2-11:2015. Ensayos relativos a los riesgos del fuego. Parte 2-12: Métodos de ensayo del hilo incandescente. Método de ensayo de inflamabilidad del hilo incandescente (GWFI) para materiales.
- IEC 61000. Compatibilidad electromagnética.
- Reglamento electrotécnico de Baja Tensión

El cuadro de protección estará compuesto por un armario metálico en montaje en suelo de diseño normalizado. El grado de protección será IP-54. Todas las partes metálicas de la envolvente se protegerán contra la corrosión mediante proceso de desengrasado, fosfatado, imprimación y capa de pintura epoxi secada al horno según recomendación UNESA 1411.

La composición del cuadro estará basada en un sistema funcional prefabricado de tipo modular que disponga de todos los elementos necesarios para construir el cuadro de protección con criterio de "mecano" sin necesidad de utilizar componentes realizados a medida ni herramientas especiales.

El cuadro deberá ser realizado en taller utilizando exclusivamente componentes específicos normalizados y siguiendo las especificaciones de montaje del fabricante, de forma que el cuadrista pueda certificar la realización y los ensayos del cuadro eléctrico conformes a la Norma. Deberá ser terminado en taller completamente, tanto desde el punto de vista electrotécnico como funcional, de forma que en obra solo sea necesario realizar el conexionado de los cables de entrada y salida.

El cuadro será metálico y se construirá de acuerdo con el número de salidas y características del aparellaje indicado en el diagrama unifilar del presente documento.

Los bastidores estarán unidos por tornillos y sus laterales, fondo, techo y puerta estarán cubiertos de chapa electrozincada, con revestimiento de pintura termoendurecida a base de poliéster polimerizado y pintura epoxy con secado al horno.

El cuadro podrá ser ampliable por ambos lados, sin tener que efectuar ninguna operación de corte, taladro o soldadura.

La parte delantera llevará puertas con bisagras, cerradura con llave y 3 pasadores o puntos de fijación.

- Las características detalladas de este cuadro se especificarán durante el proyecto.

Todos los materiales serán de primera calidad, habiéndose realizado sobre todos ellos ensayos tipo.

El armario dispondrá de tapas metálicas para cubrir el aparellaje, el cableado y las barras de conexión del aparellaje y una puerta delantera de cierre global, de tipo transparente. La puerta tendrá bisagras y cerradura accionable con llave.

El aparellaje se instalará utilizando exclusivamente soportes normalizados por el fabricante, así como los elementos auxiliares, tales como tuercas, arandelas, espárragos, prolongadores, etc., que deberán estar protegidos contra la corrosión.

Todos los accesorios de plástico que se utilicen serán de material autoextinguible a 960°C según normas UNE.EN 60695.2.1 y clase VO (UL94), no propagadores de la llama y de nula emisión de halógenos y gases nocivos.

Como criterio general la composición del cuadro estará formada por un cuerpo que contendrá las barras de distribución y módulos adyacentes en los que se instalará el aparellaje indicado en el diagrama unifilar.

El criterio básico de distribución del aparellaje en el cuadro será la de disponer de zonas diferenciadas compartimentadas:

- Zona de embarrado.
- Zonas de cableado.
- Zonas de aparellaje.
- Zona de bornas de conexión de líneas distribuidoras.

El montaje del aparellaje modular se realizará sobre perfiles de carril DIN.

En los laterales de los módulos del armario y entre cada fila de automáticos y bornas de salida se instalarán canales de cables de PVC con tapa, específicas para cuadros, para contener los conductores de entrada y salida a los automáticos.

La distribución del aparellaje dentro del cuadro será la adecuada para permitir una fácil reparación o revisión.

Las salidas de reserva se dejarán no equipadas.

El conexionado interior del cuadro se realizará utilizando exclusivamente elementos normalizados por el fabricante: barras de cobre, conductores, repartición con bornas distribloc, polibloc, distribución con peines o bornas multiclip, etc.

La sección de los conductores del cableado interior se calculará de acuerdo con el REBT MIBT-017, tabla I, conductores bajo tubo o conducto, varios cables.

La sección de las barras se calculará de acuerdo con las normas UNE y tablas del fabricante.

La sección de los conductores y barras estará de acuerdo con el calibre del aparellaje al que dan servicio.

Los juegos de barras de distribución serán de cobre electrolítico de dimensiones normalizadas y de acuerdo con la intensidad a transportar. Toda la tornillería a emplear, tanto en empalmes como en derivaciones, será de latón con doble tuerca y arandela de seguridad.

Las barras estarán perforadas con taladros en toda su longitud, para permitir el conexionado de las derivaciones. Siempre quedarán taladros disponibles para ampliaciones de un 15%. Las barras estarán protegidas mediante placas transparentes aislantes para evitar contactos accidentales.

El soporte de los juegos de barras se realizará mediante porta barras normalizadas de permali o esteatita que soporten los esfuerzos de cortocircuito indicados en esta especificación.

El conexionado entre las barras generales y el aparillaje se realizará con conductores aislados con doble capa de aislamiento de PVC, no propagadores de la llama ni del incendio y de nula emisión de gases halógenos.

El conexionado con conductores flexibles se realizará siempre con terminales.

La conexión en las bornas de automáticos y en las de salida se realizará evitando que queden tramos de conductores sin aislamiento; el aislamiento deberá cubrir el cable hasta la entrada en el canal de conexión del automático.

Los circuitos de salida, tanto de fuerza como de mando o señalización, se realizarán con bornas de conexión cuando la sección sea inferior a 35mm².

La conexión de la acometida se conectará directamente a las bornas de los automáticos. Los cables se soportarán mediante collarines en la estructura del cuadro para evitar que cuelguen de las bornas de los interruptores.

La llegada de las líneas hasta el cuadro se realizará por la parte superior o por la parte inferior quedando perfectamente cubierta para garantizar la estanqueidad y evitar la entrada de polvo.

Los conductores tipo mangueras que parten del cuadro estarán anclados a un perfil soporte para evitar que el peso de los mismos esté colgado de las bornas de salida y para conseguir que estén bien organizados. El anclaje se podrá realizar mediante grapas o piezas de fijación específicas suministradas por el fabricante.

En el interior del cuadro, junto a las bornas de salida, se instalará una pletina de cobre para realizar la conexión a tierra de los conductores de protección de todos los circuitos.

La conexión de los conductores y armaduras se realizará mediante terminales individuales.

La pletina de puesta a tierra estará conectada a la caja de inspección y prueba de la instalación de puesta a tierra, mediante conductor de cobre.

Se conectará a tierra la estructura metálica del cuadro y las tapas y puertas de acceso.

Los conductores para CA se identificarán en el interior del cuadro con el código de colores normalizados para barras y conductores:

- Fases: color negro (R), marrón (S), gris (T)
- Neutro: color azul ultramar

- Tierra: color amarillo/verde
- Control AC: negros
- Medida: color azul claro
- Control CC: Rojo (+) y blanco (-)

Los extremos de los cables de conexionado interior se identificarán por medio de collarines que tendrán grabado los códigos de denominación del conductor de acuerdo con el diagrama de cableado. Esta identificación se corresponderá con la denominación de las bornas donde vaya conexionado para permitir el seguimiento y recableado del cuadro si fuera preciso.

La identificación del aparellaje se realizará en las tapas frontales de los cuadros y en el frente de los diferentes componentes del cuadro: interruptores diferenciales, contactores, etc., de forma que se pueda realizar una identificación rápida de los circuitos a los que dan servicio de acuerdo con el diagrama unifilar, tanto con las tapas protectoras puestas como retiradas.

Las líneas de alimentación a receptores se identificarán en la salida con el circuito al que pertenecen utilizando collarines y porta etiquetas sobre el mismo cable.

La identificación exterior sobre las tapas del cuadro se realizará mediante placas de plástico rígido de color blanco con letras grabadas en negro. La fijación se realizará mediante remaches o sistemas que garanticen su permanencia.

La identificación interior del aparellaje se realizará mediante etiquetas adhesivas de tipo indeleble lámina de aluminio o baquelita.

En el interior del cuadro se dispondrá de una bolsa metálica para alojar los planos de diagramas.

Se dejarán esquemas del cuadro según conexionado final en obra, tanto del diagrama unifilar como de los regleteros de conexionado.

Se realizará un control y dimensional de características generales del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto.

Se realizará también una comprobación del estado del material, así como el embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Se realizará un control de cumplimiento de la Normativa solicitando la presentación de:

- Certificado de cumplimiento de las normas citadas en el apartado anterior
- Certificados de ensayos tipo realizados por el fabricante para todas las piezas montadas en el cuadro, en laboratorios independientes homologados
- Certificado del fabricante de las envolventes y de los materiales auxiliares confirmando que el cuadro está construido exclusivamente con sus materiales y está realizado de acuerdo a normas
- Certificado de los ensayos y pruebas realizados que responderán, como mínimo, a lo que se indica en el apartado siguiente

Se realizarán los siguientes tipos de pruebas y ensayos en fábrica con el cuadro totalmente montado con el aparellaje indicado en el diagrama unifilar:



- Comprobación del cableado
- Ensayo de rigidez dieléctrica de los circuitos auxiliares y de mando
- Ensayo de la resistencia de aislamiento
- Comprobación de adaptación a esquema y montaje de todos los componentes del cuadro aparellaje, embarrados, cableado, identificación tierras, fijaciones, espacios reserva, bornas de salida, aparatos de medida, etc.
- Comprobación funcional, ajuste y medida de actuación de relés de protección magnetotérmica y diferencial

Los circuitos auxiliares y de mando de los seccionadores, serán sometidos a un ensayo con frecuencia industrial y con 2kV, para comprobar su rigidez dieléctrica contra masa. El ensayo consistirá en someter cada una de las bornas a la tensión de ensayo (2kV) durante 1 segundo.

El criterio de aceptación será la ausencia de descargas disruptivas. La medida se efectuará con un MEGGER de 5000V (escala 1250V, clase 1,5). El ensayo consistirá en someter a cada una de las bornas, a la tensión contra masa, durante 1 segundo. El ensayo será satisfactorio si la resistencia de aislamiento es $> 1M\Omega$.

Será motivo de rechazo el incumplimiento de la normativa, así como la inexistencia de las placas de identificación de la unidad y la no presentación de la documentación relacionada en apartados anteriores.

3.2. Canalizaciones

3.2.1. Tubo de PVC rígido

La tubería de PVC rígido cumplirá las normas y reglamentos siguientes:

- Reglamento Electrotécnico de BT
- UNE-EN 60423:2008. Diámetro y roscas de conductos y sus accesorios para instalaciones eléctricas
- UNE-EN 61386-1:2008. Conductos para instalaciones eléctricas, condiciones generales, completa
- UNE 20324:1993. Grado de protección proporcionado por las envolventes (código IP)

Las características constructivas serán las siguientes: El tubo será de PVC rígido enchufable con manguitos de unión. Resistencia mecánica de 750 N, Grado de protección IP 5 o 7. El tubo de PVC será anticorrosivo, no inflamable, no propagador de la llama, de baja emisión de humos, de reducida toxicidad y exento de halógenos.

Se realizará un control de cumplimiento de Normativa solicitando la presentación del certificado de cumplimiento de normas citadas en el apartado anterior.

Se realizará un control dimensional del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto.

Se realizará una comprobación del estado del material, así como del embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Será motivo de rechazo la no coincidencia de dimensiones, el estado del material o el incumplimiento de la normativa, así como la no presentación de los documentos relacionados en el apartado anterior.

Será asimismo condición de rechazo la insuficiente identificación del equipo a su llegada a obra, la no correspondencia exacta con el previamente aprobado o la existencia de componentes en los que se observen roturas, daños, abolladuras o cualquier tipo de deterioro.

3.2.2. Tubo de PVC flexible

La tubería de PVC flexible cumplirá las normas y reglamentos siguientes:

- Reglamento Electrotécnico de BT
- UNE-EN 60423:2008. Diámetro y roscas de conductos y sus accesorios para instalaciones eléctricas
- UNE-EN 61386-1:2008. Conductos para instalaciones eléctricas, condiciones generales, completa
- UNE 20324:1993. Grado de protección proporcionado por las envolventes (código IP)

Las características constructivas serán las siguientes: El tubo será de PVC corrugado forrado. Resistencia mecánica de 750 Newtons, Grado de protección IP =5 o 7.

Temperatura de trabajo de -5°C hasta $+60^{\circ}\text{C}$. El tubo de PVC será anticorrosivo, no inflamable y no propagador de la llama.

Se realizará un control de cumplimiento de Normativa solicitando la presentación del certificado de cumplimiento de normas citadas en el apartado anterior.

Se realizará un control dimensional del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto.

Se realizará una comprobación del estado del material, así como del embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Será motivo de rechazo la no coincidencia de dimensiones, el estado del material o el incumplimiento de la normativa, así como la no presentación de los documentos relacionados en el apartado anterior.

Será asimismo condición de rechazo la insuficiente identificación del equipo a su llegada a obra, la no correspondencia exacta con el previamente aprobado o la existencia de componentes en los que se observen roturas, daños, abolladuras o cualquier tipo de deterioro.

3.2.3. Bandeja metálica

- Las bandejas metálicas deberán cumplir las siguientes normas:
 - UNE-EN 1363-1:2015. Ensayos de resistencia al fuego. Parte 1: Requisitos generales.
 - UNE-EN 1363-2:2000. Ensayos de resistencia al fuego. Parte 2: Procedimientos alternativos y adicionales.



- UNE 23806:1981. Ensayo de comportamiento frente al fuego. Ensayo de estabilidad al chorro de agua de los materiales protectores de estructuras metálicas.
- UNE 20324:1993. Grado de protección proporcionado por las envolventes.
- UNE-EN ISO 1461:2010. Recubrimientos de galvanización en caliente sobre piezas de hierro y acero. Especificaciones y métodos de ensayo. (ISO 1461:2009)
- ASTM B 117. Resistencia a la corrosión.
- UNE-EN 50085-1:2006. Sistemas de canales para cables y sistemas de conductos cerrados de sección no circular para instalaciones eléctricas. Parte 1: Requisitos Generales

Las características constructivas serán las siguientes:

Material:

- Varilla de acero al carbono ST.37.2
- Tratamiento: Galvanizado en caliente por inmersión después de soldada y conformada
- Espesor del recubrimiento del galvanizado, superior a 70 micras, mínimo 60 micras

Carga admisible:

Las cargas mínimas admitidas para cada ancho de bandeja (con cargas uniformemente repartidas), se indicarán en el desarrollo del proyecto.

Protección contra daños mecánicos: Las bandejas poseerán un grado de protección IP XX9, según UNE 20324:1993.

Se realizará un control de cumplimiento de Normativa solicitando la presentación de:

- Certificado de cumplimiento de normas citadas en el apartado anterior
- Certificado de ensayos realizados, que serán como mínimo para cada partida los siguientes:
 - Espesor del recubrimiento del galvanizado en bandejas y accesorios.
 - Análisis de rugosidades y ensayo de adherencia.

Se realizará un control dimensional del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto. Se realizará una comprobación del estado del material, así como del embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Será motivo de rechazo la no coincidencia de dimensiones, el estado del material o el incumplimiento de la normativa indicada, así como la no presentación de los documentos relacionados en el apartado anterior.

Será asimismo condición de rechazo la insuficiente identificación del equipo a su llegada a obra, la no correspondencia exacta con el previamente aprobado o la existencia de componentes en los que se observen roturas, daños, abolladuras o cualquier tipo de deterioro.

Deberá facilitarse ficha técnica de características del conductor, así como de los materiales empleados en la soldadura aluminotérmica.

La documentación recibida se considerará suficiente cuando permita verificar el cumplimiento por parte del material propuesto de la totalidad de las especificaciones detalladas en el apartado anterior, procediéndose en este punto a la aprobación previa o rechazo del material.

A la llegada a obra de los distintos lotes, se procederá a una identificación de los mismos verificando que el marcado o etiquetado de los elementos se corresponde completamente con el reflejado en la documentación técnica del material previamente aprobado o el establecido en la normativa de aplicación. Esta identificación se realizará en el 100% de los lotes recibidos, registrándose la fecha de recepción y el número de elementos iguales recibidos.

Tras la comprobación anterior y siempre que el resultado de la misma haya sido satisfactorio, y mediante muestreo del 10% de los elementos constitutivos del lote se inspeccionará visualmente el material recibido, con objeto de determinar la posible existencia de elementos defectuosos o dañados.

Será motivo de rechazo previo del material la no presentación de la documentación relacionada o la no catalogación de la misma como suficiente, así como el incumplimiento de cualquiera de las especificaciones reflejadas en el apartado anterior.

Será asimismo condición de rechazo la insuficiente identificación del material a su llegada a obra, la no correspondencia exacta con el previamente aprobado o la existencia de un porcentaje superior al 5% de elementos que presenten roturas, daños, o cualquier tipo de defecto o deterioro detectado en la inspección visual señalada.

3.3. Pararrayos

Los pararrayos a instalar serán del tipo con dispositivo de cebado (PDC) e irán instalados a distancias que se calcularán en fases posteriores del proyecto.

Las bajantes se realizarán mediante conductor de cobre desnudo y deberá cumplir la norma UNE 21017:1959 (Cables de cobre desnudos, semirrígidos, para conductores eléctricos).

La red de tierras de la Instalación Fotovoltaica será independiente de la de los edificios prefabricados encargados de contener los centros de transformación y estará constituida sobre la base de conductor enterrado y picas de tierra.

Deberá facilitarse ficha técnica de características del conductor, así como de los materiales empleados en la instalación del pararrayos.

La documentación recibida se considerará suficiente cuando permita verificar el cumplimiento por parte del material propuesto de la totalidad de las especificaciones detalladas en el apartado anterior, procediéndose en este punto a la aprobación previa o rechazo del material.

A la llegada a obra de los distintos lotes, se procederá a una identificación de los mismos verificando que el marcado o etiquetado de los elementos se corresponde completamente con el reflejado en la documentación técnica del material previamente aprobado o el establecido en la normativa de aplicación. Esta identificación se realizará en el 100% de los lotes recibidos, registrándose la fecha de recepción y el número de elementos iguales recibidos.

Tras la comprobación anterior y siempre que el resultado de la misma haya sido satisfactorio, y mediante muestreo del 10% de los elementos constitutivos del lote se inspeccionará

visualmente el material recibido, con objeto de determinar la posible existencia de elementos defectuosos o dañados.

Será motivo de rechazo previo del material la no presentación de la documentación relacionada o la no catalogación de la misma como suficiente, así como el incumplimiento de cualquiera de las especificaciones reflejadas en el apartado anterior.

Será así mismo condición de rechazo la insuficiente identificación del material a su llegada a obra, la no correspondencia exacta con el previamente aprobado o la existencia de un porcentaje superior al 5% de elementos que presenten roturas, daños, o cualquier tipo de defecto o deterioro detectado en la inspección visual señalada.

3.4. Iluminación

3.4.1. Luminarias

Cuando sea necesario la utilización de luminarias se instalará como mínimo dos puntos de luz capaces de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los equipos. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Se realizará un control de cumplimiento de Normativa solicitando la presentación de:

- Certificado de cumplimiento de normas citadas en el apartado anterior.
- Ficha de características técnicas.

Se realizará un control dimensional del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto.

Se realizará una comprobación del estado del material, así como del embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Será motivo de rechazo la no coincidencia de características, dimensiones, el estado del material o el incumplimiento de la normativa, así como la no presentación de los documentos relacionados en el apartado anterior.

3.4.2. Luminarias de emergencia

Esta especificación define las características que deberán cumplir las luminarias:

- Tipo: No permanente
- Autonomía: 1 hora
- Flujo luminoso: 150lm
- Batería Ni-Cd: 3,6V - 1,5A/h
- Señalización permanente mediante DELAB (10 años de vida)
- Envolverte de acuerdo a la norma UNE-EN 60598-1:2015
- Indicador de carga de baterías mediante LED
- Baterías de Níquel-Cadmio de alta temperatura protegidas contra sobreintensidades de descarga



- Red 230V-50Hz
- Clase IIA.
- Provista de 3 entradas para prensaestopas PG-11
- Conexión de telemando protegida, con posibilidad de test de prueba con tensión y puesta en reposo y reencendido sin red
- Apta para ser montada sobre superficies inflamables
- Difusor doble cara opcional
- Circuito electrónico frío

Se realizará un control de cumplimiento de Normativa solicitando la presentación de:

- Certificado de cumplimiento de normas citadas en el apartado anterior
- Ficha de características técnicas

Se realizará un control dimensional del material para comprobar que coincide con los valores del proyecto.

Se realizará una comprobación del estado del material, así como del embalaje, marcado y condiciones de almacenamiento.

Será motivo de rechazo la no coincidencia de características, dimensiones, el estado del material o el incumplimiento de la normativa, así como la no presentación de los documentos relacionados en el apartado anterior.



4. MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

4.1. Condiciones técnicas

- Los paneles estarán formados por células de silicio y con capa anti reflexiva.
- Los contactos de cada célula serán redundantes.
- El laminado del panel se realizará con EVA.
- La cara frontal será de vidrio de alta transmisividad.
- La cara posterior estará protegida con varias capas de tedlar.
- El marco del panel será de aluminio anodizado, y contará con una conexión especial para su puesta a tierra.
- La caja de conexiones del panel tendrá un grado de protección IP65 y en su interior albergará los diodos de by-pass necesarios para evitar averías en el panel por sombreados parciales.
- La salida de los cables de conexión será estanca, y estarán equipados con conectores rápidos de intemperie con identificación de polaridad.

4.2. Condiciones de instalación

Los paneles se fijan a la estructura soporte siguiendo las indicaciones del fabricante de ésta última.

4.3. Control

Durante el montaje, se rechazará a partir de inspección visual cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

5. INVERSOR

5.1. Definición

Se especificarán las características de los inversores en la memoria y anexo de fichas técnicas del proyecto.

5.2. Condiciones técnicas

- El principio de funcionamiento del inversor será el de fuente de corriente, y serán del tipo auto conmutado.
- El inversor dispondrá de seguidor automático de punto de máxima potencia y de vigilante de aislamiento, además de protecciones contra cortocircuitos de alterna, sobretensiones y perturbaciones presentes en la red.
- El inversor dispondrá de un control manual para el encendido y apagado general del inversor.
- Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 90% y 92%.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -10°C y 60°C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

5.3. Condiciones de instalación

- Los inversores podrán instalarse en intemperie o en el interior de edificios y/o recintos cubiertos. En el caso de instalación en intemperie deberán poseer una clasificación mínima de IP 54.
- En el montaje se respetarán todas las indicaciones dadas por el fabricante en el manual de instalación, en especial se respetarán las distancias de ventilación especificadas.

5.4. Certificados del fabricante

Los siguientes aspectos normativos serán certificados por el fabricante del inversor:

- Mercado CE.
- Inmunidad EMC según EN 61000-6-2:2005.
- Emisión EMC según EN 61000-6-4:2007.
- Armónicos según EN 61000-3-12:2011.
- Directiva de baja tensión según UNE-EN 50178:1998.
- Conformidad con RD 1699/2011.

- Interruptor automático de interconexión incluido.
- Transformador de aislamiento galvánico incluido.
- Posibilidad de desconexión manual.

5.5. Informes

Informe de caracterización del comportamiento energético de los inversores realizado por una organización independiente, basado en la caracterización de la eficiencia de conversión y la evaluación del seguimiento del punto de máxima potencia de una muestra representativa de inversores a partir del procedimiento y condiciones de ensayo que se especifican a continuación.

5.5.1. Procedimiento de caracterización de la eficiencia de conversión

El procedimiento se divide en los siguientes pasos:

Registro simultáneo de valores instantáneos de potencia continua de entrada (PCC) y potencia activa de salida (PCA), siendo la periodicidad de los registros igual o inferior a 10 minutos.

Ajuste de los valores experimentales a la expresión teórica indicada a continuación, lo que permite determinar los parámetros característicos del inversor (k_0 , k_1 , k_2) y, por tanto, estimar la eficiencia de conversión a cualquier factor de carga.

5.5.2. Procedimiento de evaluación del seguimiento del punto de máxima potencia

El procedimiento se divide en los siguientes pasos:

- Registro simultáneo de valores instantáneos de potencia continua de entrada (PCC), irradiancia incidente sobre el generador (G) y temperatura de operación de célula (TC), siendo la periodicidad de los registros igual o inferior a 10 minutos.
- Obtención de la potencia máxima estimada que debería haber encontrado el inversor (PM, EST), a partir de la potencia máxima del campo solar (resultado del ensayo de caracterización eléctrica anteriormente descrito), las condiciones de operación registradas y el coeficiente térmico de potencia de los paneles.
- La capacidad del inversor para seguir el punto de máxima potencia del generador vendrá dada por la adherencia de los puntos registrados (PCC) a la recta $PCC = PM$, EST.

5.5.3. Condiciones de ensayo

Los ensayos se llevarán a cabo sobre instalaciones totalmente instaladas.

Realización de los ensayos de forma que se cubra al menos el 70% del rango de carga de los inversores.

6. CABLES Y CANALIZACIONES

6.1. Normas y reglamentos

El cableado de la instalación de baja tensión respetará todo lo dispuesto al respecto en el REBT, en la norma UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011. Asimismo, se respetarán todas las recomendaciones recogidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

6.2. Condiciones técnicas

Todos los cables utilizados son de sección adecuada según criterio térmico y criterio de caída de tensión, asegurando que esta última sea menor del 1,5%.

Las canalizaciones utilizadas serán del tipo y sección adecuada en función del modo de instalación siguiendo las disposiciones de la ITC-BT-21 del REBT.

6.3. Condiciones de instalación

- Todos los cables y canalizaciones estarán correctamente identificados.
- Las longitudes de cable utilizadas serán suficientes para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables. El material sobrante estará adecuadamente enrollado en cocas uniformemente realizadas de no más de dos vueltas o recogido en las cajas o arquetas de conexión.
- Los cables entrarán de manera recta en los equipos manteniendo un correcto aislamiento en la terminación.
- En los trazados no existirán cruces entre cables ni canalizaciones.
- Se respetarán las condiciones de instalación particulares establecidas en el RBT respecto a las distancias de seguridad con otro tipo de canalizaciones.
- Todas las conexiones se realizarán, o bien con regletas adecuadas en el interior de cajas o arquetas, o bien con conectores adecuados para su uso en intemperie.
- En caso de que los cables no puedan conectarse a los equipos, permanecerán protegidos de manera provisional.
- Todos los cables y canalizaciones se dispondrán según los planos del proyecto de ejecución.

6.4. Ejecución de los trabajos

6.4.1. Cables en tubos en el interior de zanjas

- Cuando una zanja o conducto pase de un área a otra, se sellará mediante un sistema especial patentado, no siendo válidos ni la arena ni la tierra.
- Los cables no presentarán empalmes.
- Cada cable y cada tubo se identificará de manera adecuada tanto en el extremo de entrada como en el de salida.

6.4.2. Cables en conductos metálicos en montaje superficial

Los extremos de los conductos estarán lisos y libres de rebabas y el interior limpio previamente al tendido de cables.

Cuando se instalen pequeños conductos para proteger cables que entren en el interior de arquetas, éstos sobresaldrán del suelo un tramo de 150mm. Además, se taponarán ambos extremos antes del vertido del hormigón, hasta el momento de tender los cables, y una vez tendidos, los huecos que queden se taparán completamente, de forma que sea imposible que penetre el agua u otros líquidos de proceso en el conducto.

6.4.3. Cables directamente sobre bandejas

Los carretes de cables estarán instalados en línea con las bandejas lo más próximo a ella, y con los gatos de su izado disponibles.

Existirán el número suficiente de rodillos instalados. No se permite el tendido de cables sin que éstos deslicen sobre rodillos para evitar el deterioro de la capa exterior.

En el caso que las bandejas estuviesen instaladas en posición vertical, los rodillos se instalarán provisionalmente sobre herrajes paralelos a las mismas, y una vez tendido el cable correspondiente, éste se sujeta provisionalmente a la bandeja.

Se establecerá el orden de tendido de cables con anterioridad al inicio de los trabajos para evitar cruces.

Se graparán los cables lo más cerca posible los unos de los otros.

6.4.4. Cables fijados directamente sobre superficie

Las grapas de sujeción estarán instaladas según plano posterior.

6.4.5. Cables en canal eléctrica fijada sobre pared

Se seguirán todas las instrucciones del fabricante del canal para su instalación sobre la pared, en especial, en lo que se refiere al modo de fijación y distancia entre puntos de anclaje.

6.5. Ensayos

Se mide la resistencia de aislamiento de todos los cables mediante Megger. La resistencia de aislamiento en los cables de CA será como mínimo de 1000 ohmios por voltio de tensión del sistema como indica la ITC-BT-19.

Tensión nominal de la instalación	Tensión de ensayo en CC (V)	Resistencia de aislamiento (MΩ)
Muy Baja Tensión de Seguridad (MBTS) Muy Baja Tensión de Protección (MBTP)	250	≤ 0,25
≤ 500 V	500	≤ 0,5
< 500 V	1000	≤ 1,0

Los ensayos de los cables de CC seguirán la norma IEC-62446 con los siguientes rangos de tensiones.

Tensión del sistema	Tensión de ensayo	Resistencia de aislamiento mínima
< 120 V	250 V	0,5 MΩ
120 – 500 V	500 V	1 MΩ
> 500 V	1000 V	1 MΩ

7. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

7.1. Normas y reglamento

Los dispositivos de protección contra sobretensiones en la parte continua respetarán todo lo dispuesto al respecto en el REBT, en las normas UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011.

7.2. Condiciones técnicas

- Los dispositivos serán de clase II como categoría de protección según IEC 61643-11:2013.
- La máxima tensión del dispositivo será superior a la tensión máxima de entrada del inversor.
- El nivel máximo de protección del dispositivo se especificará durante el proyecto.
- El dispositivo será de circuito en “Y” resistente a averías con 3 varistores de gran potencia.

8. INTERRUPTOR GENERAL MANUAL

8.1. Normas y reglamento

El interruptor general manual respetará todo lo dispuesto al respecto en el RBT, en las normas UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011.

8.2. Condiciones técnicas

- La intensidad nominal del dispositivo será superior a la intensidad máxima de salida de alterna del inversor.
- La tensión nominal de servicio del dispositivo será igual a la nominal de salida de alterna del inversor.
- El dispositivo será tetrapolar.

8.3. Condiciones de instalación

Se contará con un dispositivo correctamente identificado para la instalación.



9. EQUIPOS DE MEDIDA

9.1. Baja tensión

9.1.1. Normas y reglamento

Los equipos de medida respetarán todo lo dispuesto al respecto en el REBT y en el RD 1699/2011, así como a la normativa metrológica vigente.

9.1.2. Condiciones técnicas

Se instalará un contador trifásico con capacidad para medir en los dos sentidos.

La precisión del contador será como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 1.

Las características del equipo serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal del inversor se encuentre entre el cincuenta por cien de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

9.1.3. Condiciones de instalación

Los puestos de los contadores estarán adecuadamente identificados de manera indeleble en cada una de las instalaciones que componen la planta.

Se instalarán de manera correcta siguiendo las indicaciones del fabricante en el manual de instalación.

10. CUADRO DE PROTECCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA

10.1. Normas y reglamento

El cuadro de protección de alterna respetará todo lo dispuesto al respecto en el REBT, en las normas UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011.

10.2. Condiciones técnicas

Las dimensiones del cuadro serán suficientes para albergar los dispositivos de protección y equipos de medida expuestos anteriormente.

Este cuadro se compondrá de una sola envolvente donde se instalan los dispositivos de protección.

10.3. Condiciones de instalación

Se instalará un solo un cuadro por cada una de las instalaciones que componen la planta, en el caso de que sean más de una, siguiendo las indicaciones del fabricante en su manual de instalación a colocar en el lugar destinado para ello.

El lugar definitivo de instalación se seleccionará de manera que se respeten las distancias de seguridad con el resto de los componentes presentes en el edificio, en el caso de ser instalado en el interior.

11. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

11.1. Normas y reglamentos

La instalación de puesta a tierra respetará todo lo dispuesto al respecto en el RBT, en las normas UNE que les sean de aplicación y en el RD 1699/2011.

11.2. Condiciones técnicas

Se conectarán el inversor, la estructura y el resto de masas de la instalación fotovoltaica a la instalación de tierra existente del edificio. Esta toma de tierra será independiente de las necesarias para el centro de transformación, en el caso de haberlo.

El valor de la resistencia de tierra será suficiente para asegurar la protección contra contactos indirectos en función de los esquemas de distribución, contra las sobretensiones y contra incendios.

11.3. Condiciones de instalación

Los embarrados de protección se anclarán y nivelarán de manera correcta.

Las picas se señalarán de manera adecuada mediante tapas de arqueta con la simbología adecuada.

11.4. Ejecución de los trabajos

Antes de proceder a instalar las picas, éstas deben tener montada la caperuza de protección para evitar deformaciones en la parte superior y poder instalar correctamente los manguitos para acoplar los prolongadores si fuera necesario.

Las picas deben ser insertadas en el terreno de la forma más recta posible, en caso de detectar que la pica se dobla por haber encontrado algún cuerpo duro, extraerla e insertarla en otro lugar.

Las soldaduras "cad-weld" deben ser realizadas con los moldes adecuados para cada tipo de soldadura, tales como uniones, tes, cruces, pica a cable, placa a cable, etc. y realizadas por personal con experiencia acreditada.

Antes de proceder a la instalación de pozos de registro, se debe asegurar que éstos no van a ser dañados por el paso de maquinaria o vehículos. Si esto tiene lugar, no instalarlos hasta que dichos vehículos hayan terminado sus trabajos en la zona.

11.5. Ensayos

Medida de la resistencia de puesta a tierra del conjunto de picas mediante telurómetro:

En caso de que el valor medido sea superior al especificado en el apartado correspondiente del Anexo 1 "Cálculos eléctricos" de este documento como máximo admisible, se deben realizar las actuaciones necesarias (bien instalar prolongadores, bien profundizar más las picas, bien instalar más picas) hasta obtener un valor inferior al citado.

Medida de la continuidad de cada una de las instalaciones de puesta a tierra de cada una de las instalaciones.

12. CONDICIONES GENERALES

12.1. Certificados y documentación

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización Administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada, en el caso de haber centro de transformación.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento, en caso de ser necesario.
- Conformidad por parte de la Compañía Eléctrica Distribuidora.

12.2. Control

Se realizarán cuantos análisis, verificaciones, comprobaciones, ensayos, pruebas y experiencias con los materiales, elementos o partes de la instalación que se ordenen por el Técnico Director de la misma, siendo ejecutados en laboratorio que designe la dirección, con cargo a la contrata.

Antes de su empleo en la obra, montaje o instalación, todos los materiales a emplear, cuyas características técnicas, así como las de su puesta en obra, han quedado ya especificadas en apartados anteriores, serán reconocidos por el Técnico Director o persona en la que éste delegue, sin cuya aprobación no podrá procederse a su empleo. Los que por mala calidad, falta de protección o aislamiento u otros defectos no se estimen admisibles por aquél, deberán ser retirados inmediatamente. Este reconocimiento previo de los materiales no constituirá su recepción definitiva, y el Técnico Director podrá retirar en cualquier momento aquellos que presenten algún defecto no apreciado anteriormente, aún a costa, si fuera preciso, de deshacer la instalación o montaje ejecutados con ellos. Por tanto, la responsabilidad del contratista en el cumplimiento de las especificaciones de los materiales no cesará mientras no sean recibidos definitivamente los trabajos en los que se hayan empleado.

12.3. Seguridad

En general, basándonos en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de las normas NTE, se cumplirán, entre otras, las siguientes condiciones de seguridad:

- Siempre que se vaya a intervenir en una instalación eléctrica, tanto en la ejecución de la misma como en su mantenimiento, los trabajos se realizarán sin tensión, asegurándonos la inexistencia de ésta mediante los correspondientes aparatos de medición y comprobación.
- En el lugar de trabajo se encontrará siempre un mínimo de dos operarios.
- Se utilizarán guantes y herramientas aislantes.



- Cuando se usen aparatos o herramientas eléctricos, además de conectarlos a tierra cuando así lo precisen, estarán dotados de un grado de aislamiento II, o estarán alimentados con una tensión inferior a 50 V mediante transformadores de seguridad.
- Serán bloqueados en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de protección, seccionamiento y maniobra, colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo.
- No se restablecerá el servicio al finalizar los trabajos antes de haber comprobado que no exista peligro alguno.
- En general, mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos a tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal o artículos inflamables; llevarán las herramientas o equipos en bolsas y utilizarán calzado aislante, al menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.
- Se cumplirán asimismo todas las disposiciones generales de seguridad de obligado cumplimiento relativas a seguridad, higiene y salud en el trabajo, y las ordenanzas municipales que sean de aplicación.

12.4. Limpieza

Antes de la Recepción provisional de toda la obra, los cuadros eléctricos se limpiarán de polvo, pintura, cascarillas y de cualquier material que pueda haberse acumulado durante el curso de la obra en su interior o al exterior.

Los paneles solares deberán estar también en perfecto estado de limpieza previamente a la entrega de la instalación y el terreno totalmente libre de cualquier tipo de objeto u obstáculo que pueda entorpecer las tareas de acceso y mantenimiento de la instalación.

12.5. Mantenimiento

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.





CAPÍTULO 3: PRESUPUESTO



1. PRESUPUESTO DETALLADO POR CAPÍTULOS

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

1.1 COMPONENTES FOTOVOLTAICOS

1.1.1	Suministro de 461 módulos solares fotovoltaicos de 450 Wp (condiciones STC), compuesto por 144 células de silicio monocristalino de alta eficiencia, de tensión máxima 1.000 V, protección IP68, marca JA SOLAR.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
461 ud	JA SOLAR JAM 72S20 450/MR	144,00 €	66.384,00 €
Precio total			66.384,00 €

1.1.2	Conexión de todos los módulos para configurar los strings necesarios de módulos fotovoltaicos en serie, según la configuración eléctrica de la cubierta.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
48 h	4 peones de obra	40,00 €	1.920,00 €
16 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	284,00 €
16 h	Oficial 2ª electricista	14,50 €	232,00 €
3%	Costes indirectos	2.436,00 €	73,08 €
Precio total			2.509,08 €



1.1.3	<p>Suministro e instalación de inversores trifásicos de conexión a red de la marca Huawei, formado por el siguiente modelo:</p> <p>-3 inversores de 60 kW de potencia nominal modelo SUN2000-60KTL.</p>
-------	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
3 ud	Inversor HUAWEI SUN2000-60KTL	5.985,00 €	17.955,00 €
6 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	106,50 €
3%	Costes indirectos	18.061,50 €	541,85 €
Precio total			18.603,35 €

1.1.4	<p>Suministro e instalación de sistema de monitorización de la planta formado por:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema software y hardware de monitoreo COUNTIS E43. Incluido el conexionado con las señales de datos, configuración y puesta en marcha del SMART LOGGER 3000A. Sistema de monitorización FUSIÓN SOLAR WEB. - Instalación de Cable Ethernet clase 5e UTP o superior para conectar el inversor con el SMART LOGGER de HUAWEI. El suministro debe incluir los terminales y material necesario para su conexionado.
-------	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
1 ud	COUNTIS E43	330,00 €	330,00 €
1 ud	HUAWEI SMART LOGGER 3000A	910,00 €	910,00 €
12 m	Cable Ethernet CAT6	0,19 €	2,28 €
2 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	35,50 €
3 h	Empleado técnico	75,00 €	225,00 €
3%	Costes indirectos	1.502,78 €	45,08 €
Precio total			1.547,86 €



1.2	ESTRUCTURA PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS
------------	--

1.2.1	Suministro de estructura fija metálica fabricada en aluminio 6061 con tratamiento térmico T6 para soporte de los 461 módulos fotovoltaicos colocados con inclinación óptima sobre a la cubierta y con una inclinación de 20º sobre la horizontal, incluyendo grapas de aluminio anodizado, tornillería en acero inoxidable, y todos los elementos de refuerzo necesarios para la correcta instalación de estructura y fijación de módulos.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
1 ud	Estructura fija de aluminio 6061 T6	26.852,23 €	26.852,23 €
Precio total			26.852,23 €

1.2.2	Montaje de estructura de soporte de módulos fotovoltaicos para configuración de paneles coplanares, en la cubierta de la nave industrial según plano de layout y configuración eléctrica, adjunto al presente proyecto, así como el montaje de módulos fotovoltaicos sobre la estructura, no incluida la conexión eléctrica de los mismos.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
22 h	4 peones de obra	40,00 €	880,00 €
3%	Costes indirectos	880,00 €	26,40 €
Precio total			906,40 €

CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA
2.1 CABLEADO Y CANALIZACIONES

2.1.1	Suministro, tendido, instalación y conexionado de conductor de cobre de 6 mm ² , tipo Solar H1Z2Z2-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC, para conexión de Strings con el inversor. Incluido el suministro y colocación de etiquetas identificativas y parte proporcional de conectores. Incluida la parte proporcional de suministro e instalación en un primer tramo en montaje superficial y en un segundo tramo en bandeja metálica perforada en cubierta y fachada.
-------	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
4458,2 m	Cable de cobre 6 mm ² Solar H1Z2Z2-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC	1,72 €	7.668,10 €
1500 m	Tubo PVC corrugado 25 mm	0,66 €	990,00 €
450 m	Bandeja metálica perforada	31,35 €	14.107,50 €
8 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	142,00 €
8 h	Oficial 2ª electricista	14,50 €	116,00 €
3%	Costes indirectos	23.023,60 €	690,71 €
Precio total			23.714,31 €



2.1.2	Suministro, tendido y conexionado de línea trifásica de cobre de 3 x 35 + 16 mm ² , tipo RV-K 0,6/1kV de aislamiento, flexible, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, instalado en bandeja metálica perforada, para conexión de la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones CA.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
24 m	Cable cobre 35 mm ² RV-K 0,6/1kV	7,59 €	182,16 €
8 m	Cable cobre 16 mm ² RV-K 0,6/1kV	5,40 €	43,20 €
4 m	Bandeja metálica perforada	31,35 €	125,40 €
2 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	35,50 €
2 h	Oficial 2ª electricista	14,50 €	29,00 €
3%	Costes indirectos	415,26 €	12,46 €
Precio total			427,72 €

2.1.3	<p>Suministro, tendido y conexionado de línea trifásica de cobre de 3 x 240 + 120 mm², tipo RZ1-K 0,6/1kV de aislamiento, flexible, libre de halógenos, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, instalado en montaje superficial, para conexión de la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna hasta el cuadro de baja tensión existente en la industria.</p>
-------	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
12 m	Cable cobre 240 mm ² RZ1-K 0,6/1kV	46,15 €	553,80 €
4 m	Cable cobre 120 mm ₂ RZ1-K 0,6/1kV	23,40 €	93,60 €
4 m	Tubo PVC corrugado 25 mm	0,66 €	2,64 €
1 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	17,75 €
1 h	Oficial 2ª electricista	14,50 €	14,50 €
3%	Costes indirectos	682,29 €	20,47 €
Precio total			427,72 €

2.2	PROTECCIONES
-----	---------------------

2.2.1	Caja de protecciones de corriente alterna hecha de poliéster, IP 65, con interruptores automáticos magnetotérmicos trifásicos de protección frente a cortocircuitos y sobrecargas e interruptores automáticos diferenciales trifásicos para protección frente a contactos directos e indirectos y para protección de la línea trifásica de 100 A a la salida de cada inversor.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
1 ud	Cuadro de protección de poliéster	231,43 €	231,43 €
2 ud	Interruptor magnetotérmico 100 A	599,24 €	1.198,48 €
2 ud	Interruptor diferencial 100 A	1.375,80 €	2.751,60 €
3 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	53,25 €
3%	Costes indirectos	4.234,76 €	127,04 €
Precio total			4.361,80 €

2.2.2	Suministro e instalación de la puesta a tierra de BT de la instalación, incluyendo los conductores necesarios para unión de las masas de baja tensión de los componentes y conexionado a la puesta a tierra del edificio.
-------	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
1 ud	Interruptor magnetotérmico 315 A	3.083,51 €	3.083,51 €
1 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	17,75 €
3%	Costes indirectos	3.101,26 €	93,04 €
Precio total			3.194,30 €



2.3	PUESTA A TIERRA
-----	------------------------

2.3.1	Suministro e instalación de la puesta a tierra de BT de la instalación, incluyendo los conductores necesarios para unión de las masas de baja tensión de los componentes, los electrodos empleados y conexionado de la puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
50 m	Cable de cobre de 6 mm ² de sección	0,05 €	2,50 €
12 m	Cable de cobre de 16 mm ² de sección	0,10 €	1,20 €
2 ud	Picas de acero con recubrimiento cobre	22,00 €	44,00 €
3 h	Oficial 1ª electricista	17,75 €	53,25 €
3%	Costes indirectos	100,95 €	3,03 €
Precio total			103,98 €



CAPÍTULO 3: VARIOS

3.1 LOGÍSTICA

3.1.1 Vehículos, grúas, plataformas auxiliares o cualquier otro elemento mecánico que sea necesario para la correcta ejecución de los trabajos anteriormente descritos.

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
85 h	Alquiler vehículos	21,07 €	1.790,95 €
12 h	Alquiler grúa y plataformas elevadoras	34,15 €	409,80 €
47 h	Oficial 1ª transporte	15,67 €	736,49 €
38 h	Oficial 2ª transporte	12,33 €	468,54 €
12 h	Oficial 1ª grúa	22,00 €	264,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	3.669,78 €	91,74 €
3%	Costes indirectos	3.761,52 €	112,85 €
Precio total			3.874,37 €



3.2	ENSAYOS Y MEDICIONES
-----	----------------------

3.2.1	Conjuntos de ensayos necesarios y mediciones para la correcta puesta en marcha de la instalación objeto de este documento, así como para la verificación de su correcto montaje.
-------	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
3 h	Empleado técnico	75,00 €	225,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	225,00 €	5,63 €
3%	Costes indirectos	230,63 €	6,92 €
Precio total			237,54 €

CAPÍTULO 4: INGENIERÍA, TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN

4.1	Presentación del proyecto ante los organismos competentes para la obtención de los permisos, licencias y autorizaciones necesarias.
-----	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
3 h	Empleado técnico	75,00 €	225,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	225,00 €	5,63 €
3%	Costes indirectos	5,63 €	0,17 €
Precio total			230,79 €

4.2	Legalización del proyecto y tramitación ante las distintas administraciones para la obtención de todos los permisos y licencias: compañía eléctrica distribuidora, Ayuntamiento, Servicio Territorial de Industria y Energía de Alicante.
-----	---

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
3 h	Empleado técnico	75,00 €	150,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	150,00 €	3,75 €
3%	Costes indirectos	3,75 €	0,11 €
Precio total			153,86 €



4.3	Dirección de la obra
-----	----------------------

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
90 h	Técnico director	95,00 €	8.550,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	8.550,00 €	213,75 €
3%	Costes indirectos	213,75 €	6,41 €
Precio total			8.770,16 €

4.4	Aplicación del Plan de Seguridad y Salud en la instalación
-----	--

Ud	Nombre	Precio por unidad	Precio total
90 h	Coordinador de seguridad	67,50 €	6.075,00 €
2,50%	Servicios auxiliares	6.075,00 €	151,88 €
3%	Costes indirectos	151,88 €	4,56 €
Precio total			6.231,43 €

2. RESUMEN POR CAPÍTULO

CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA		
CAP.	TÍTULO	IMPORTE
1.1	COMPONENTES FOTOVOLTAICOS	89.044,29 €
1.1.1	Suministro de 461 módulos solares fotovoltaicos de 450 Wp (condiciones STC), compuesto por 144 células de silicio monocristalino de alta eficiencia, de tensión máxima 1.000 V, protección IP68, marca JA SOLAR.	66.384,00 €
1.1.2	Conexión de todos los módulos para configurar los strings necesarios de módulos fotovoltaicos en serie, según la configuración eléctrica de la cubierta.	2.509,08 €
1.1.3	Suministro e instalación de inversores trifásicos de conexión a red de la marca Huawei, formado por el siguiente modelo: -3 inversores de 60 kW de potencia nominal modelo SUN2000-60KTL.	18.603,35 €
1.1.4	Suministro e instalación de sistema de monitorización de la planta formado por: - Sistema software y hardware de monitoreo COUNTIS E43. Incluido el conexionado con las señales de datos, configuración y puesta en marcha del SMART LOGGER 3000A. Sistema de monitorización FUSIÓN SOLAR WEB. - Instalación de Cable Ethernet clase 5e UTP o superior para conectar el inversor con el SMART LOGGER de HUAWEI. El suministro debe incluir los terminales y material necesario para su conexionado.	1.547,86 €
1.2	ESTRUCTURA PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27.758,92 €
1.2.1	Suministro de estructura fija metálica fabricada en aluminio 6061 con tratamiento térmico T6 para soporte de los 461 módulos fotovoltaicos colocados con inclinación óptima sobre a la cubierta y con una inclinación de 20º sobre la horizontal, incluyendo grapas de aluminio anodizado, tornillería en acero inoxidable, y todos los elementos de refuerzo necesarios para la correcta instalación de estructura y fijación de módulos.	26.852,23 €
1.2.2	Montaje de estructura de soporte de módulos fotovoltaicos para configuración de paneles coplanares, en la cubierta de la nave industrial según plano de layout y configuración eléctrica, adjunto al presente proyecto, así como el montaje de módulos fotovoltaicos sobre la estructura, no incluida la conexión eléctrica de los mismos.	906,40 €



TOTAL CAPÍTULO 1: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	116.802,92 €
---	---------------------

CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA		
CAP.	TÍTULO	IMPORTE
2.1	CABLEADO Y CANALIZACIONES	24.844,79 €
2.1.1	Suministro, tendido, instalación y conexionado de conductor de cobre de 6 mm ² , tipo Solar H1Z2Z2-K 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC, para conexión de Strings con el inversor. Incluido el suministro y colocación de etiquetas identificativas y parte proporcional de conectores. Incluida la parte proporcional de suministro e instalación de canal protector en cubierta y fachada.	23.714,31 €
2.1.2	Suministro, tendido y conexionado de línea trifásica de cobre de 3 x 35 + 16 mm ² , tipo RV-K 0,6/1kV de aislamiento, flexible, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, instalado en bandeja metálica perforada, para conexión de la salida del inversor hasta el cuadro de protecciones CA.	427,72 €
2.1.3	Suministro, tendido y conexionado de línea trifásica de cobre de 3 x 240 + 120 mm ² , tipo RZ1-K 0,6/1kV de aislamiento, flexible, libre de halógenos, no propagador de incendio, con emisión de humos y opacidad reducida, resistente a la absorción de agua, rayos ultravioletas, agentes químicos, grasas y aceites, a la abrasión y a los impactos, instalado en montaje superficial, para conexión de la salida del cuadro de protecciones de corriente alterna hasta el cuadro de baja tensión existente en la industria.	702,76 €
2.2	PROTECCIONES	7.692,36 €
2.2.1	Caja de protecciones de corriente alterna hecha de poliéster, IP 65, con interruptores automáticos magnetotérmicos trifásicos de protección frente a cortocircuitos y sobrecargas e interruptores automáticos diferenciales trifásicos para protección frente a contactos directos e indirectos y para protección de la línea trifásica de 100 A a la salida de cada inversor.	4.361,80 €
2.2.2	Suministro e instalación de la puesta a tierra de BT de la instalación, incluyendo los conductores necesarios para unión de las masas de baja tensión de los componentes y conexionado a la puesta a tierra del edificio.	3.194,30 €



2.3	PUESTA A TIERRA	103,98 €
2.3.1	Suministro e instalación de la puesta a tierra de BT de la instalación, incluyendo los conductores necesarios para unión de las masas de baja tensión de los componentes, los electrodos empleados y conexionado de la puesta a tierra de la instalación solar fotovoltaica.	103,98 €
TOTAL CAPÍTULO 2: INSTALACIÓN ELÉCTRICA		32.504,87 €

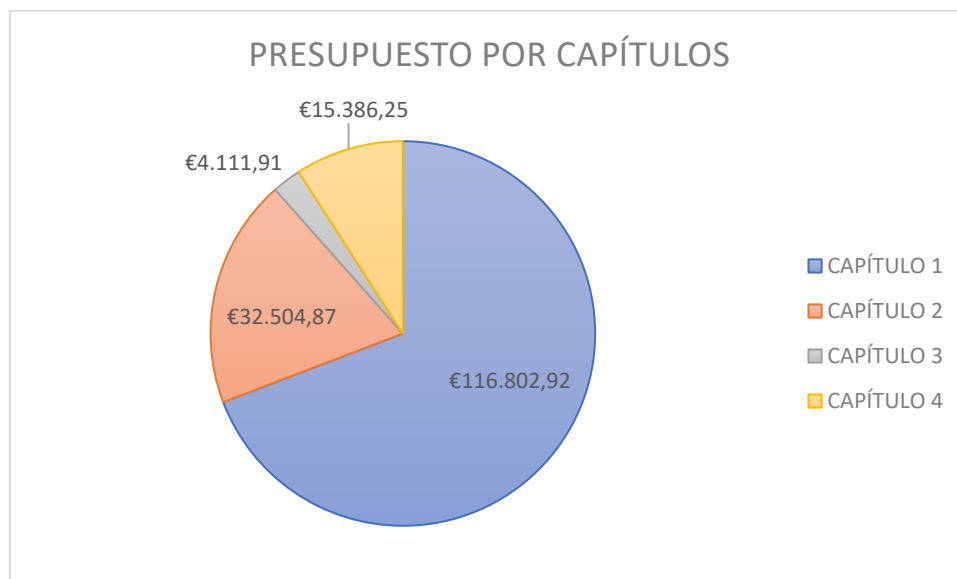
CAPÍTULO 3: VARIOS		
CAP.	TÍTULO	IMPORTE
3.1	LOGÍSTICA	3.874,37 €
3.1.1	Vehículos, grúas, plataformas auxiliares o cualquier otro elemento mecánico que sea necesario para la correcta ejecución de los trabajos anteriormente descritos.	3.874,37 €
3.2	ENSAYOS Y MEDICIONES	237,54 €
3.2.1	Conjuntos de ensayos necesarios y mediciones para la correcta puesta en marcha de la instalación objeto de este documento, así como para la verificación de su correcto montaje.	237,54 €
TOTAL CAPÍTULO 3: VARIOS		4.111,91 €



CAPÍTULO 4: INGENIERÍA, TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN		
CAP.	TÍTULO	IMPORTE
4.1	Presentación del proyecto ante los organismos competentes para la obtención de los permisos, licencias y autorizaciones necesarias.	230,79 €
4.2	Legalización del proyecto y tramitación ante las distintas administraciones para la obtención de todos los permisos y licencias: compañía eléctrica distribuidora, Ayuntamiento, Servicio Territorial de Industria y Energía de Alicante.	153,86 €
4.3	Dirección de la obra	8.770,16 €
4.4	Aplicación del Plan de Seguridad y Salud en la instalación	6.231,43 €
TOTAL CAPÍTULO 4: INGENIERÍA, TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN		15.386,25 €

3. PRESUPUESTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN

Nº	CAPÍTULO	IMPORTE
1	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	116.802,92 €
2	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	32.504,87 €
3	VARIOS	4.111,91 €
4	INGENIERÍA, TRAMITACIÓN Y LEGALIZACIÓN	15.386,25 €
TOTAL		168.805,95 €



El presupuesto de ejecución material asciende a la expresada cantidad de **CIENTO SESENTA Y OCHO MIL OCHOCIENTOS CINCO EUROS CON NOVENTA Y CINCO CÉNTIMOS DE EURO.**



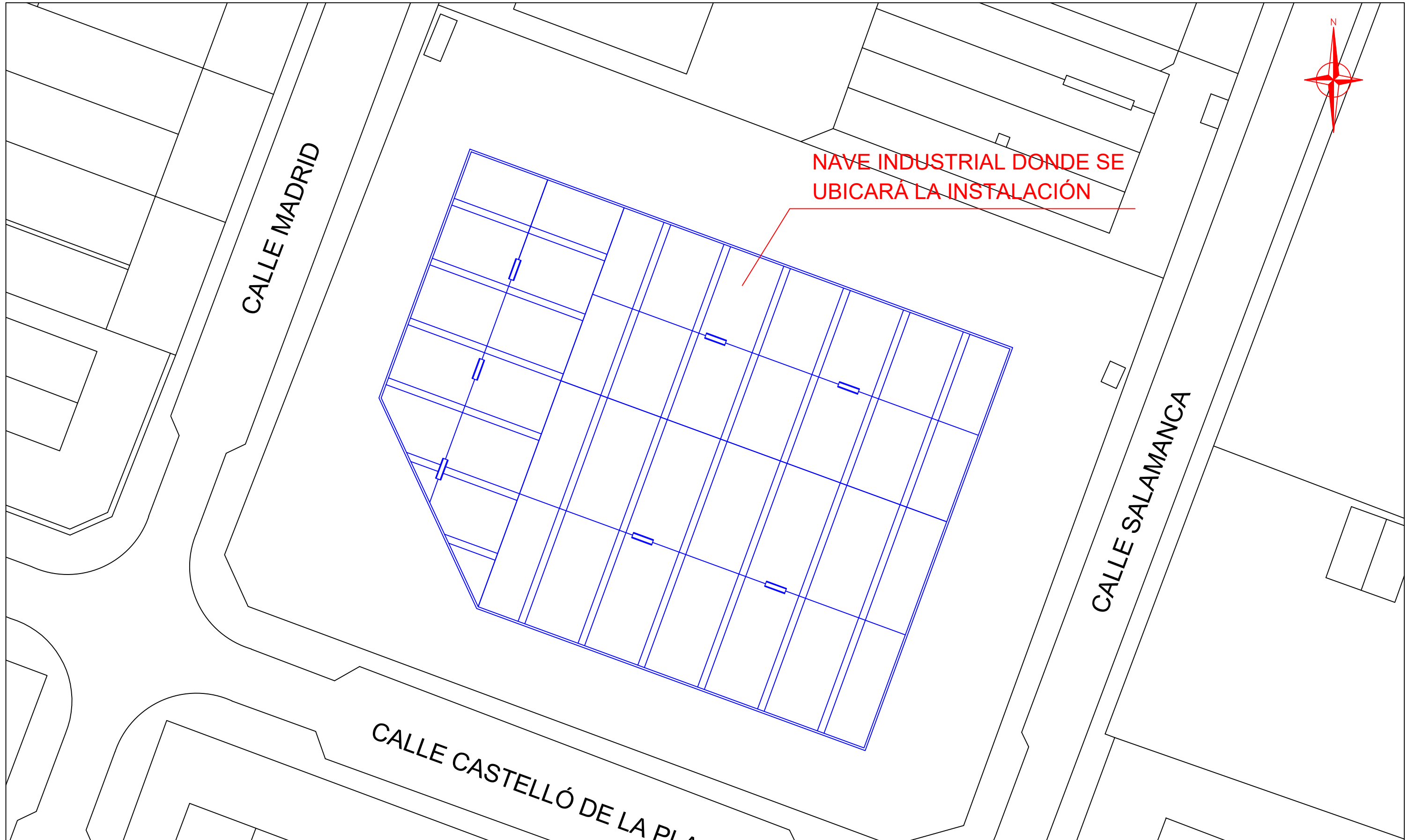


CAPÍTULO 4: PLANOS





MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA	PLANO: SITUACIÓN	PLANO Nº 01	ESCALA 1/16000
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED	FECHA: 26/07/2021	FIRMA:
 Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	AUTOR: Javier Hernández Poveda	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA			



CALLE MADRID

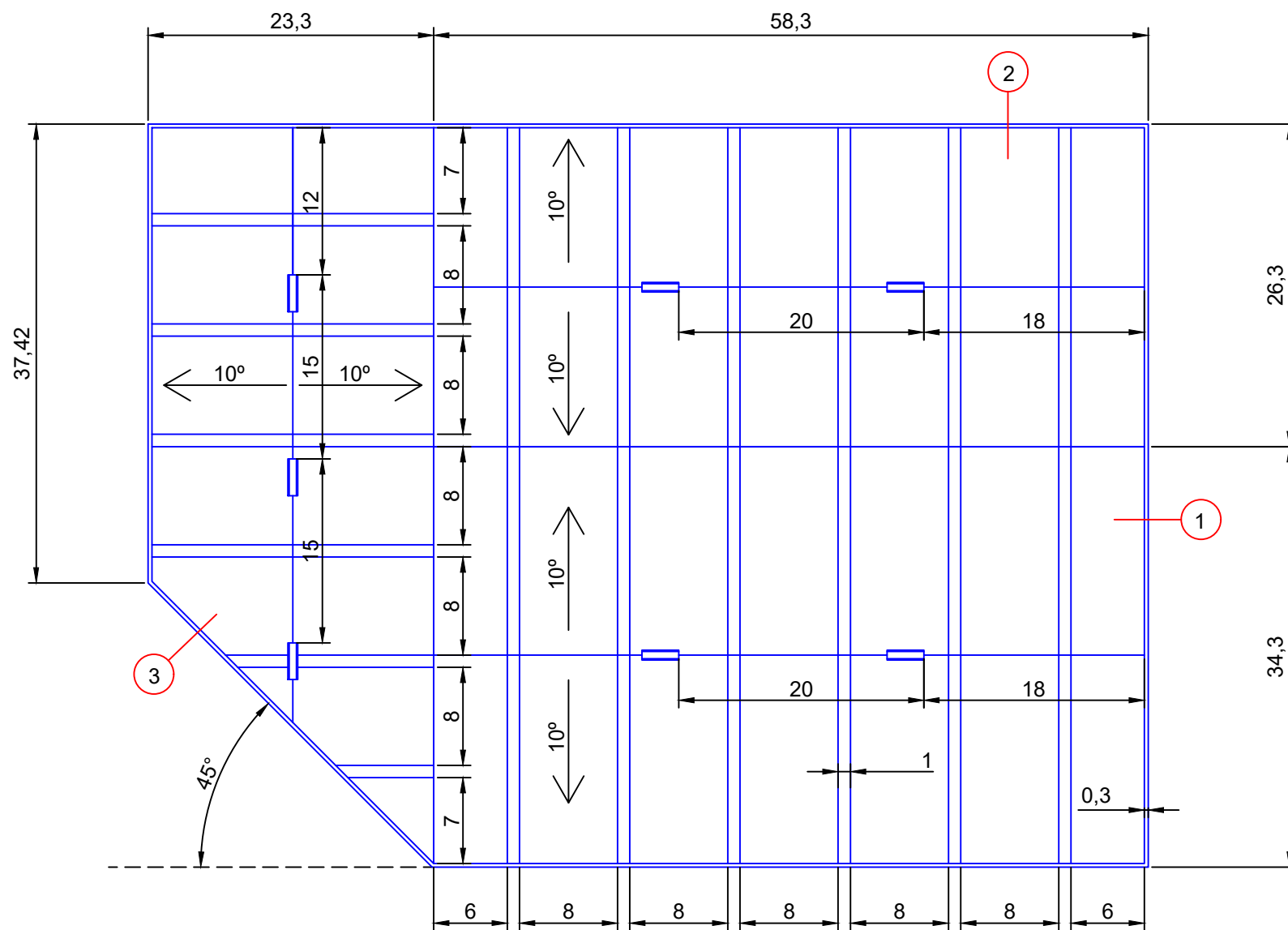
CALLE SALAMANCA

CALLE CASTELLÓ DE LA PLANA

NAVE INDUSTRIAL DONDE SE UBICARÁ LA INSTALACIÓN



MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	PLANO: EMPLAZAMIENTO		PLANO Nº 02	ESCALA 1/500
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED		FECHA: 26/07/2021	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	AUTOR: Javier Hernández Poveda		
	FIRMA:			



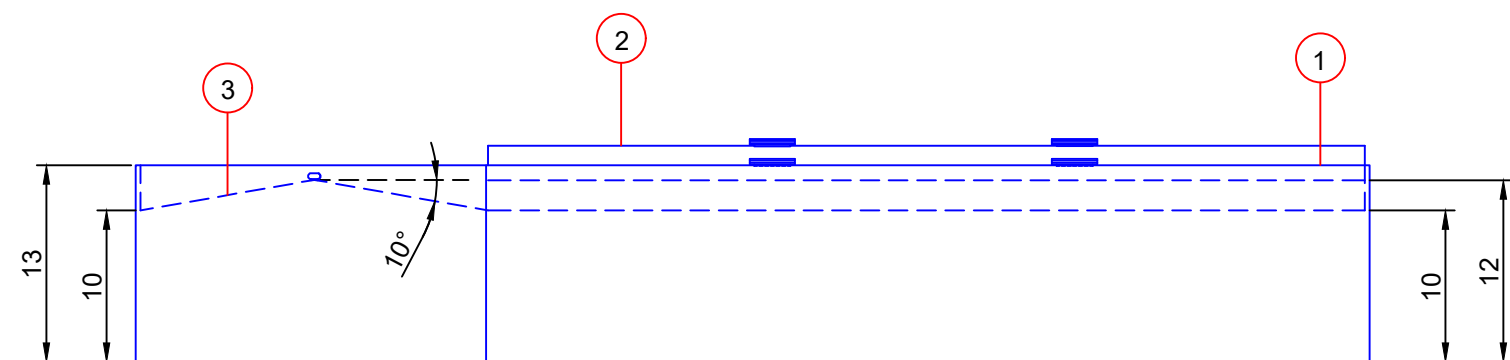
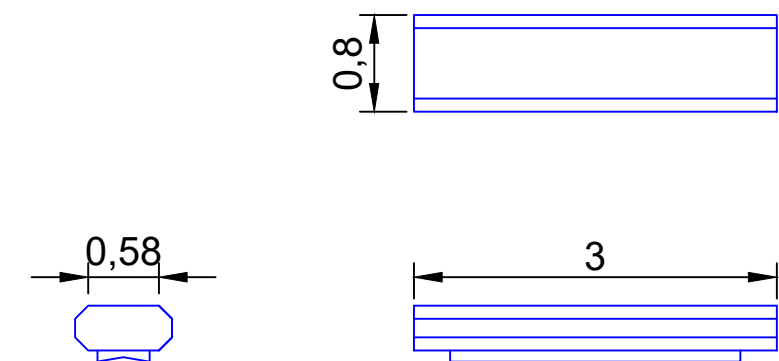
NAVE INDUSTRIAL

- ① CUBIERTA 1
- ② CUBIERTA 2
- ③ CUBIERTA 3

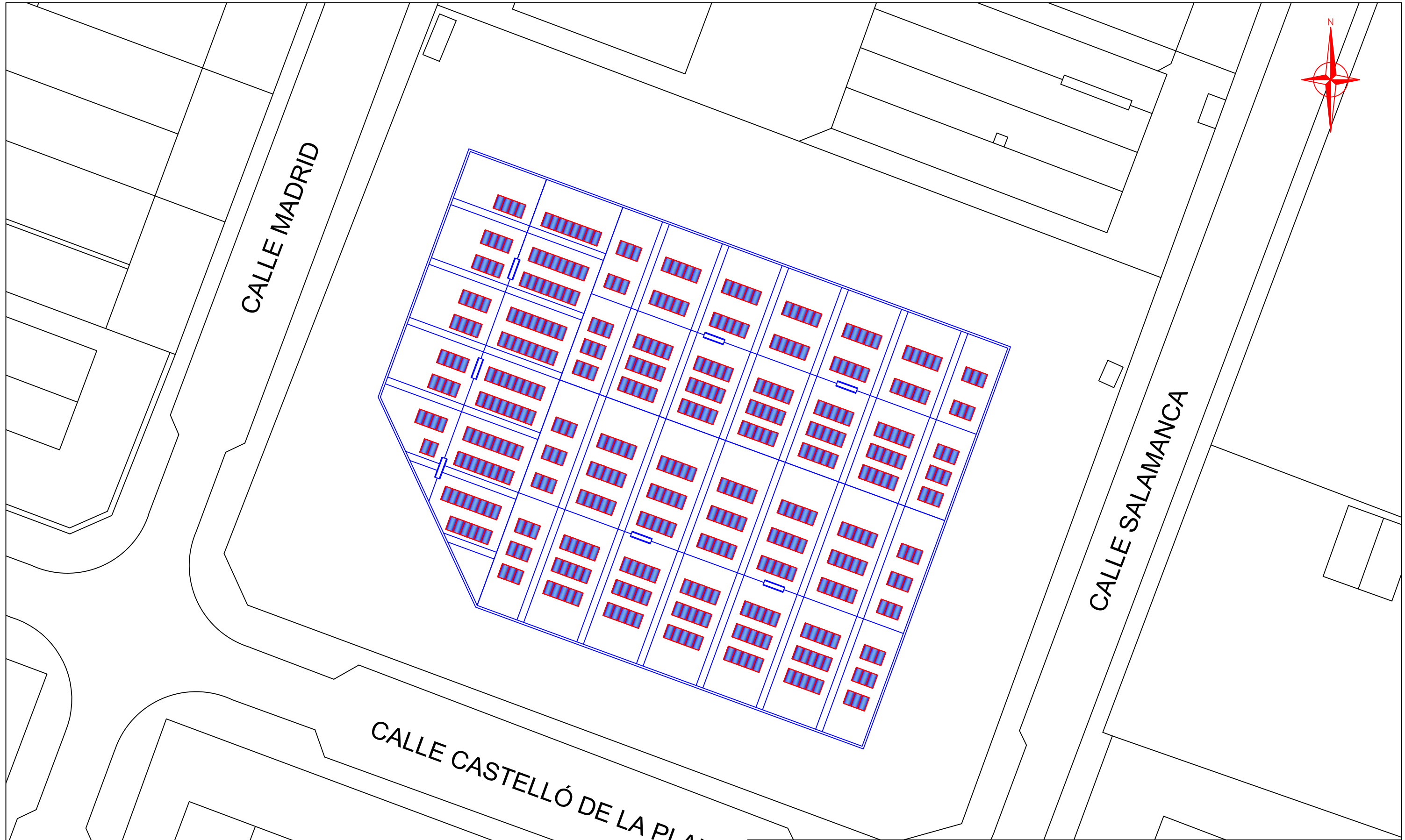
SUPERFICIE OCUPADA

CUBIERTA 1	1.972 m ²
CUBIERTA 2	1.508 m ²
CUBIERTA 3	1.116 m ²
TOTAL	4.676 m²

DETALLE CAMPANA DE VENTILACIÓN

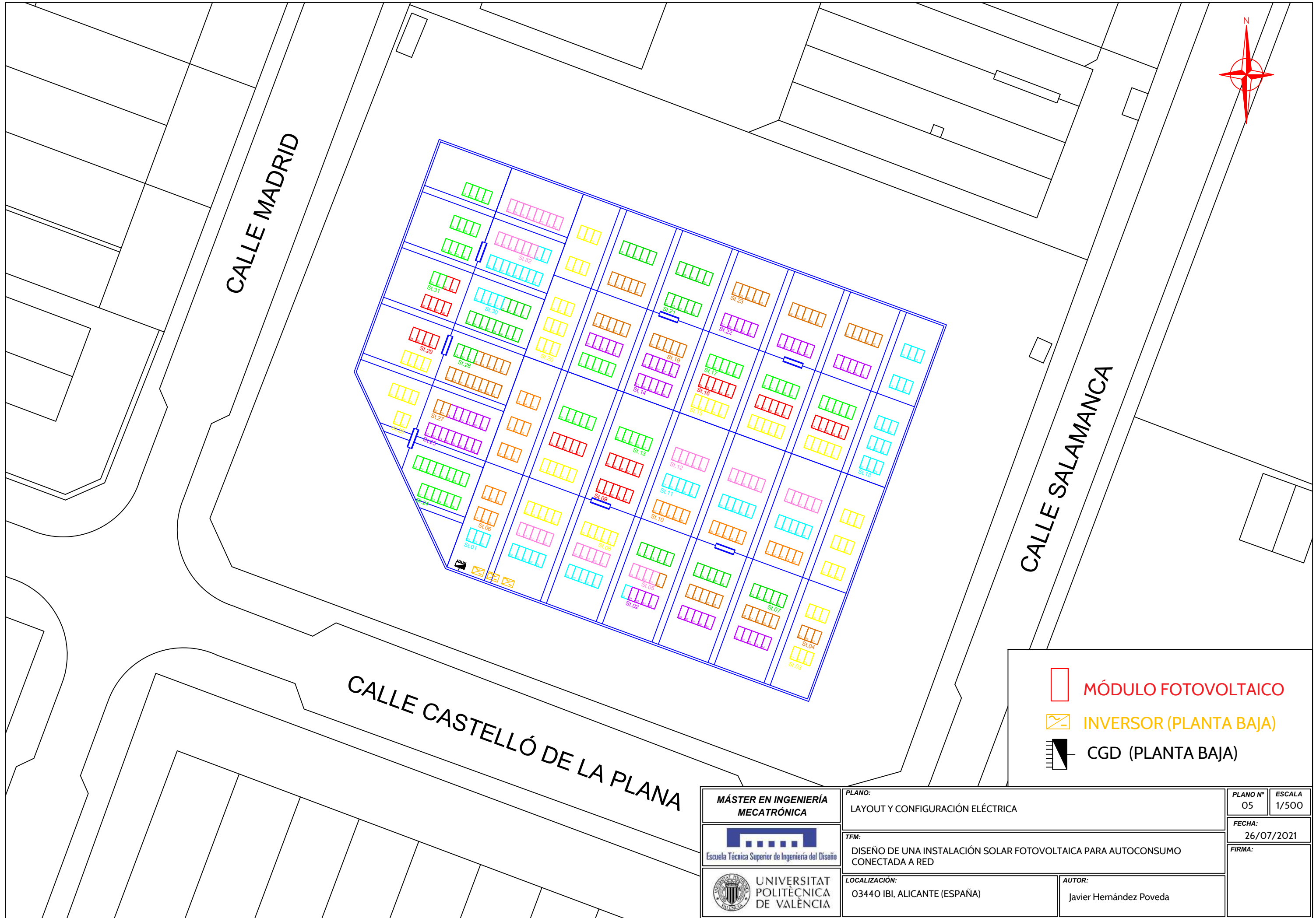


MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	PLANO: ALZADO Y PLANTA DE LA NAVE INDUSTRIAL	PLANO Nº: 03	ESCALA: 1/500
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED	FECHA: 26/07/2021	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	AUTOR: Javier Hernández Poveda	
		FIRMA:	



SUPERFICIE TOTAL DE LA NAVE INDUSTRIAL: 4.676 m²
 SUPERFICIE OCUPADA POR INSTALACIÓN: 1.028 m²




MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	PLANO: DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS SOBRE CUBIERTAS	PLANO Nº 04	ESCALA 1/500
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED	FECHA: 26/07/2021	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	AUTOR: Javier Hernández Poveda	
		FIRMA:	



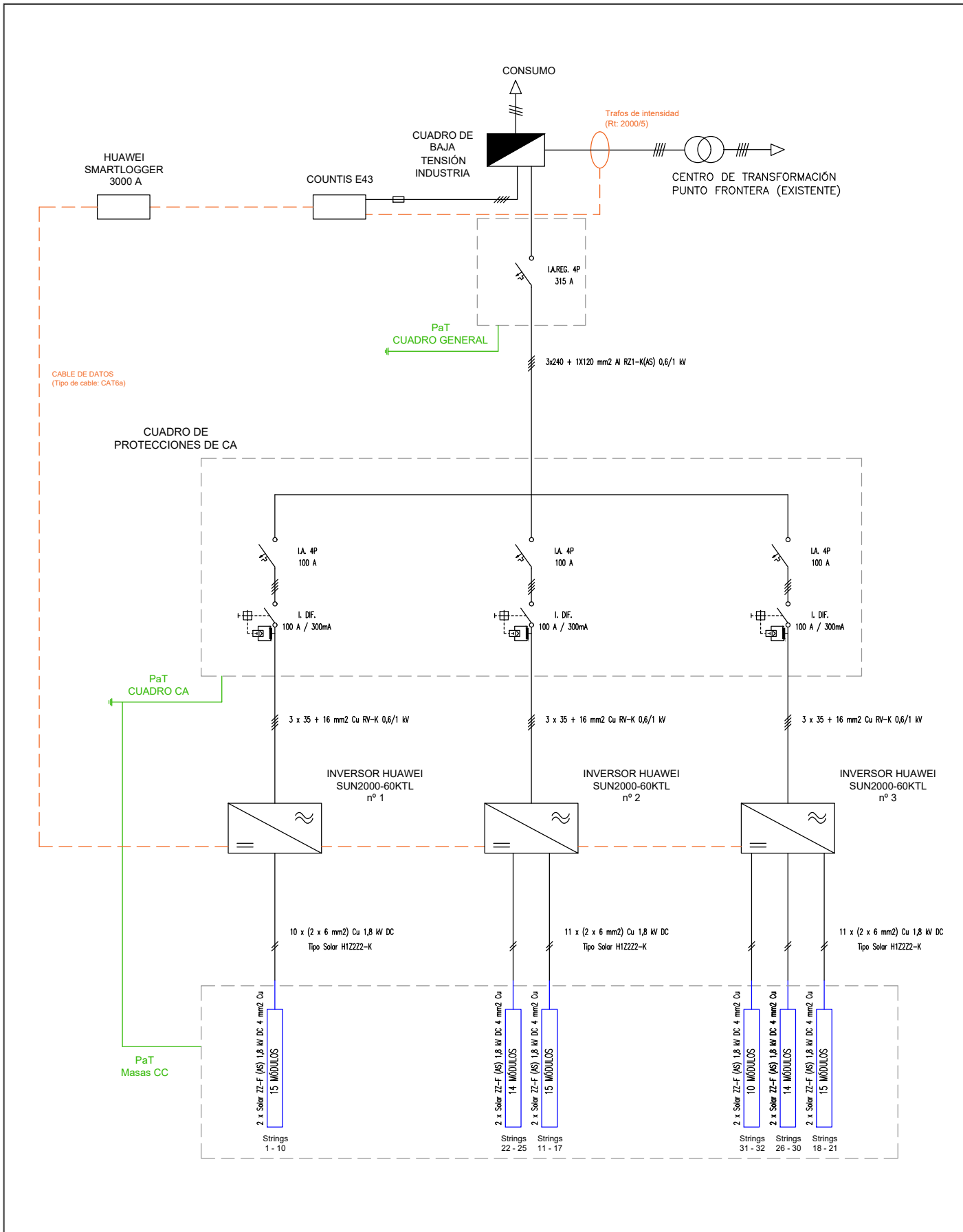
CALLE MADRID

CALLE SALAMANCA

CALLE CASTELLÓ DE LA PLANA

-  MÓDULO FOTOVOLTAICO
-  INVERSOR (PLANTA BAJA)
-  CGD (PLANTA BAJA)

MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	PLANO: LAYOUT Y CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA	PLANO Nº 05	ESCALA 1/500
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED	FECHA: 26/07/2021	
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	AUTOR: Javier Hernández Poveda	
		FIRMA:	



MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

PLANO:
ESQUEMA UNIFILAR

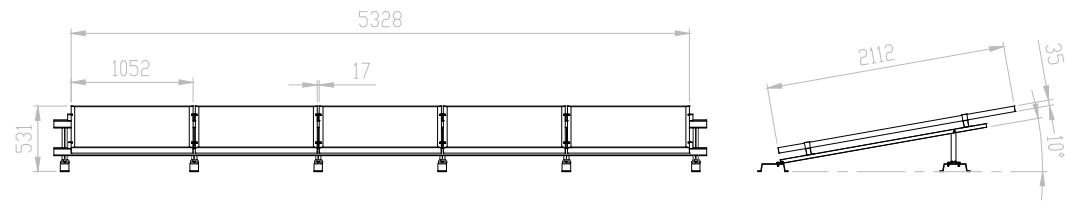
TFM:
DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED

LOCALIZACIÓN:
03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)

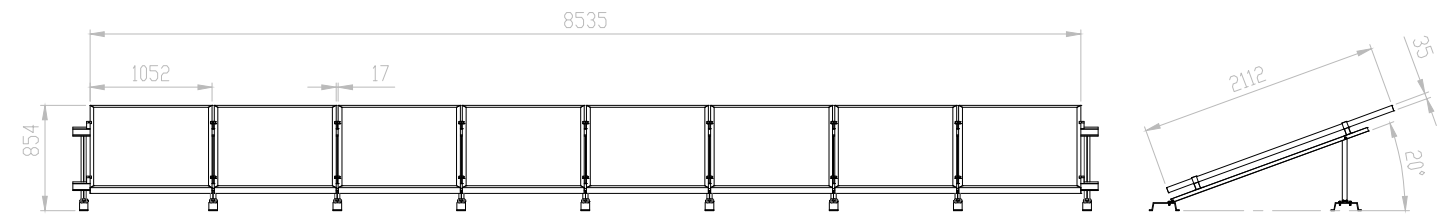
AUTOR:
Javier Hernández Poveda

PLANO Nº 06	ESCALA S/E
FECHA: 26/07/2021	
FIRMA:	

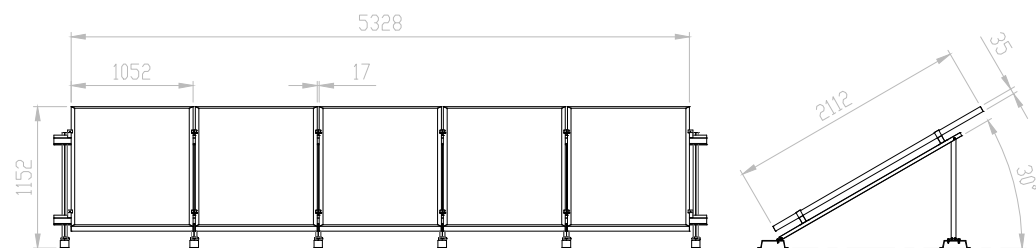
ESTRUCTURA 1



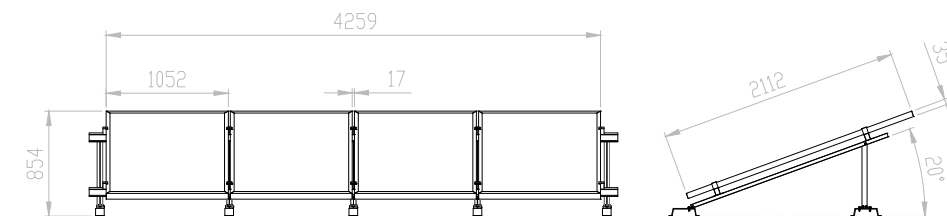
ESTRUCTURA 3



ESTRUCTURA 2

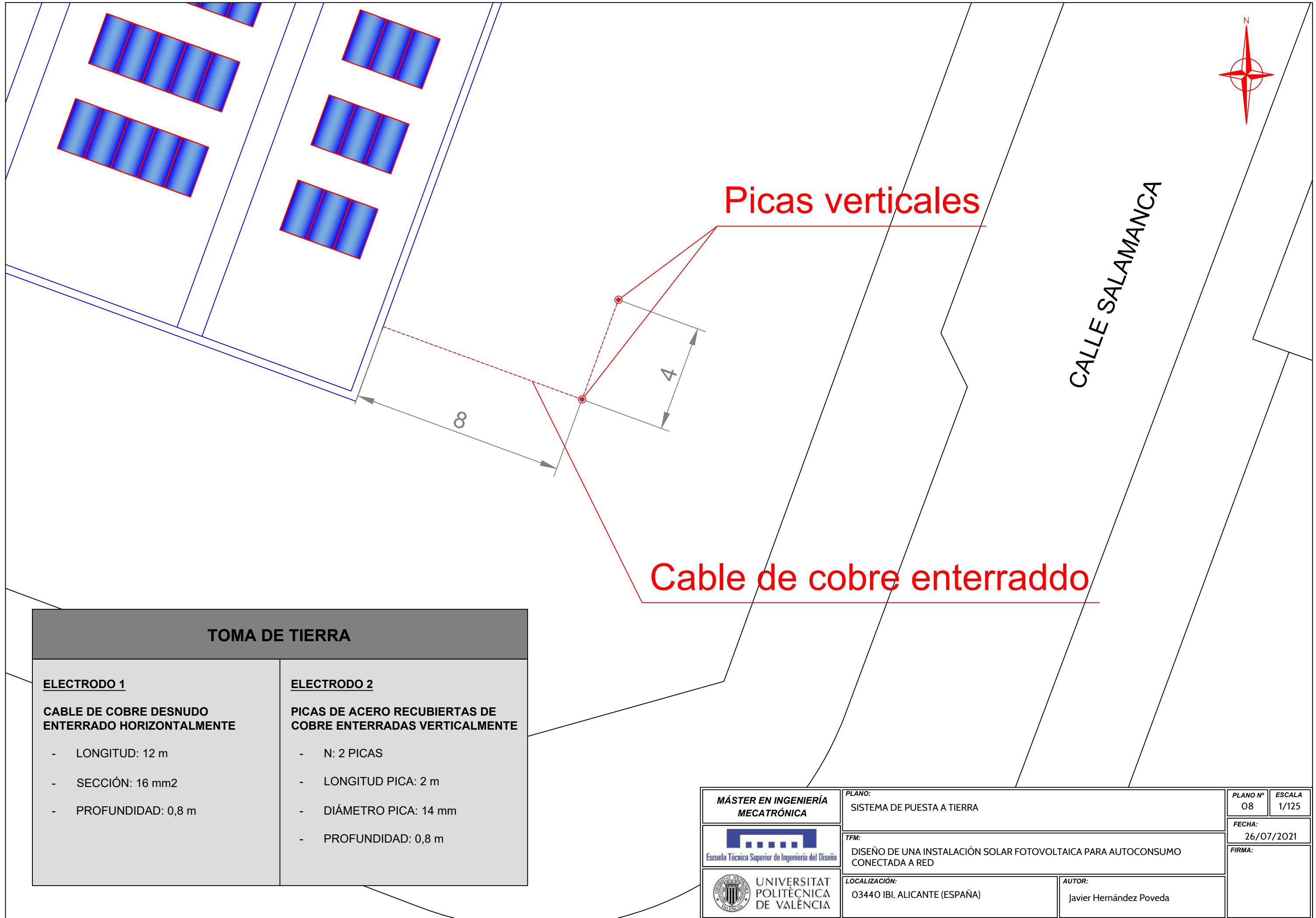


ESTRUCTURA 4



Nº MÓDULOS POR ESTRUCTURA	
ESTRUCTURA 1	3 y 5
ESTRUCTURA 2	3 y 5
ESTRUCTURA 3	6 y 8
ESTRUCTURA 4	3 y 4

MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	PLANO: DETALLE ESTRUCTURAS	PLANO Nº 07	ESCALA S/E
	TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED	LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)	FECHA: 26/07/2021
 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	AUTOR: Javier Hernández Poveda		



TOMA DE TIERRA	
<p>ELECTRODO 1</p> <p>CABLE DE COBRE DESNUDO ENTERRADO HORIZONTALMENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> - LONGITUD: 12 m - SECCIÓN: 16 mm² - PROFUNDIDAD: 0,8 m 	<p>ELECTRODO 2</p> <p>PICAS DE ACERO RECUBIERTAS DE COBRE ENTERRADAS VERTICALMENTE</p> <ul style="list-style-type: none"> - N: 2 PICAS - LONGITUD PICA: 2 m - DIÁMETRO PICA: 14 mm - PROFUNDIDAD: 0,8 m

<p>MÁSTER EN INGENIERÍA MECATRÓNICA</p>  <p>Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño</p>  <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p>	<p>PLANO: SISTEMA DE PUESTA A TIERRA</p>	<p>PLANO Nº 08 ESCALA 1/125</p>
	<p>TFM: DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO CONECTADA A RED</p>	<p>FECHA: 26/07/2021</p>
<p>LOCALIZACIÓN: 03440 IBI, ALICANTE (ESPAÑA)</p>	<p>AUTOR: Javier Hernández Poveda</p>	

CAPÍTULO 5: REFERENCIAS Y SOFTWARE



1. REFERENCIAS

1.1. Bibliografía

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y sus ITC de aplicación.

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE)

Documento básico – Seguridad Estructural. Acciones en la edificación.

“Convertidores electrónicos: Energía solar fotovoltaica y diseño”. Fco. J. Gimeno Sales, Salvador Seguí Chilet, Salvador Orts Grau. (2002)

“Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionamiento de instalaciones de energía solar fotovoltaica”. Miguel Alonso Abella. (2005)

“Ingeniería fotovoltaica. Vol. III”. Eduardo Lorenzo. (2013)

“Energías solar fotovoltaica y cooperación al desarrollo”. Ingeniería sin fronteras

Normativa vigente nombrada durante todo el documento.

Fichas técnicas mencionadas en el documento.

1.2. Sitios web

[BOE.es - Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado](http://BOE.es)

[Inici - Generalitat Valenciana \(gva.es\)](http://Inici - Generalitat Valenciana (gva.es))

Inicio | Idae

[Centro de Descargas del CNIG \(IGN\)](http://Centro de Descargas del CNIG (IGN))

[Sede Electrónica del Catastro - Inicio \(sedecatastro.gob.es\)](http://Sede Electrónica del Catastro - Inicio (sedecatastro.gob.es))

diagrams.net

Bet Solar - Distribuidor Técnico de Material Fotovoltaico y Energía Solar

Huawei Solución Inteligente FusionSolar

PV Solar products Manufacturer, Solar Panel Suppliers India – JaSolar

<https://gesternova.com/>

<https://quintoarmonico.es/2010/11/19/el-efecto-mismatching-o-de-acoplamiento-en-fotovoltaica/>

<https://amelectrico.es/>

<https://www.se.com/es/es/>

https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/13610/OA_PUESTA_A_TIERRA_A.pdf

2. SOFTWARE

Microsoft Office Word

Microsoft Office Excel

Google Earth Pro

AutoCAD

PVsyst 7.2

draw.io

ER Viewer 11.0

SolidWorks 2020

Workbench 2021 R1