

Juan Felipe Gil Ruiz

**ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE
AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA**

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Índice General

Índice General.....	2
Índice de Figuras	9
Índice de Tablas.....	11
Hoja de Identificación	13
1. Título del proyecto	13
2. Localización.....	13
3. Solicitante	13
4. Projectista	13
5. Tutor del proyecto	13
Memoria	15
1. Introducción.....	15
2. Objeto del proyecto	15
3. Alcance del proyecto	16
4. Antecedentes.....	17
5. Normas y referencias	17
5.1 Disposiciones legales y normativa aplicada	17
5.2 Programas utilizados	19
5.3 Bibliografía.....	19
6. Requisitos de diseño	21
6.1 Projectista y promotor.....	21
6.2 Situación y emplazamiento.....	21
6.3 Descripción general de la instalación	22
7. Análisis de soluciones	23
8. La energía solar	24
8.1 Tipos de energía solar.....	24



8.2 Energía solar fotovoltaica.....	25
8.3 Ventajas y desventajas de la energía solar.....	25
8.3.1 Ventajas de la energía solar.....	26
8.3.2 Desventajas de la energía solar	26
8.4 Energía solar en España.....	26
8.5 Energía solar de autoconsumo en Cataluña.....	28
8.6 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en industria.....	30
8.7 Instalaciones solares industriales de autoconsumo en Cataluña.....	30
9. Instalación solar fotovoltaica.....	31
9.1 Requisitos	32
9.2 Condiciones meteorológicas del emplazamiento	32
9.3 Tipos de instalaciones solares	33
9.3.1 Instalación solar conectada a la red.....	34
9.3.2 Instalación solar aisladas de la red	35
9.3.3 Tipo de instalación escogida	36
9.4 Módulos fotovoltaicos	36
9.4.1 Modulo fotovoltaico escogido.....	37
9.5 Inversor.....	39
9.5.1 Inversor escogido	39
9.6 Soportes	41
9.7 Tipos de soportes	41
9.7.1 Soporte escogido	42
10. Resultados Finales	43
11. Conclusiones.....	44
Anexo de Cálculos.....	46
1. Análisis energético	46
2. Diseño de la instalación.....	50



2.1 Emplazamiento	50
2.2 Emplazamiento utilizado	52
3. Componentes de la instalación fotovoltaica	53
3.1 Módulo fotovoltaico	53
3.1.1 Orientación del módulo fotovoltaico.....	53
3.1.2 Inclinación del módulo fotovoltaico	54
3.1.3 Distribución de los módulos solares.....	58
3.1.4 Distribución final.....	59
3.2 Soportes	60
3.3 Inversor.....	60
3.3.1 Número de strings en serie	61
3.3.2 Potencia final.....	61
3.3.3 Factor dimensionado inversor	62
3.4 Cableado	62
3.4.1 Longitud de los cables.....	62
3.4.2 Tipos de cable.....	63
3.4.3 Cálculo de la sección.....	64
3.4.4 Resumen de cables	74
3.4.5 Protecciones	75
3.4.6 Cajas de protecciones	77
3.4.7 Puesta a tierra	78
4. Análisis de pérdidas.....	80
4.1 Pérdidas por suciedad	80
4.2 Pérdidas por orientación, inclinación y sombreado.....	80
4.3 Pérdidas por temperatura	82
4.4 Pérdidas en los conductores.....	83
5. Estudio Energético.....	85



5.1 Coeficiente de rendimiento (<i>Performance Ratio – PR</i>).....	85
5.2 Energía prevista	85
6. Estudio Económico.....	88
6.1 Balance económico.....	88
6.2 Rentabilidad de la instalación.....	90
6.2.1 Valor actual neto (VAN).....	90
6.2.2 Tasa de interna de retorno (TIR).....	90
6.2.3 Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	91
Planos	93
1. Plano de situación y emplazamiento	94
2. Plano de la instalación solar fotovoltaica	95
3. Plano de la inclinación y detalle de los módulos fotovoltaicos.....	96
4. Plano de interconectado de las placas con el inversor.....	97
5. Plano del esquema unifilar de la instalación	98
Pliego de Condiciones	100
1. Objeto	100
2. Generalidades	100
3. Definiciones.....	101
3.1 Radiación solar	101
3.2 Instalación.....	101
3.3 Módulos.....	101
3.4 Integración arquitectónica	102
4. Diseño.....	102
4.1 Diseño del panel fotovoltaico	102
4.2 Diseño del sistema de monitorización	103
4.3 Integración arquitectónica	103
5. Componentes y materiales.....	103

5.1 Generalidades	103
5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	104
5.3 Estructura y soporte	105
5.4 Inversores	106
5.5 Cableado	107
5.6 Conexión a red.....	108
5.7 Medidas	108
5.8 Protecciones.....	108
5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	108
5.10 Armónicos y compatibilidades electromagnéticas	108
6. Recepción y pruebas.....	109
7. Cálculo de la producción anual esperada	109
8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	110
8.1 Generalidades	110
8.2 Programa de mantenimiento	110
8.3 Garantías	111
Mediciones	114
1. Capítulo I. Instalación fotovoltaica	114
2. Capítulo II. Cableado.....	114
3. Capítulo III. Protecciones	115
4. Capítulo IV. Varios	116
Presupuesto.....	118
1. Precios unitarios	118
2. Presupuesto descompuesto	121
2.1 Capítulo I. Instalación Fotovoltaica	121
2.2 Capítulo II. Cableado.....	123
2.3 Capítulo III. Protecciones	125

3. Presupuesto.....	128
3.1 Capítulo I: Instalación Fotovoltáica	128
3.2 Capítulo II. Cableado.....	129
3.3 Capítulo III. Protecciones	130
3.4 Capítulo IV. Varios	131
4. Resumen del presupuesto	132
Estudio Básico de Seguridad y Salud.....	134
1. Introducción.....	134
2. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra.....	135
3. Identificación de los riesgos generales	136
3.1 Medios y maquinaria	136
3.2 Trabajos previos	137
3.3 Escombros	137
3.4 Albañilería	137
3.5 Revestimiento y acabados	138
3.6 Instalaciones	138
3.7 Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales (Anexo II del R.D.1627/1997)	138
4. Disposiciones mínimas de señalización en el lugar de trabajo.....	139
4.1 Requisitos	139
4.2 Disposiciones mínimas	139
4.3 Señales en forma de plafón.....	140
4.4 Señales luminosas y acústicas	140
5. Medidas de prevención y protección	140
5.1 Medidas de protección colectiva	140
5.2 Medidas de protección individual	141
5.3 Medidas de protección a terceros	141

5.4 Instalaciones de servicios higiénicos.....	142
6. Medicina preventiva y primeros auxilios	142
6.1 Planificación de la acción preventiva	142
6.2 Medicina preventiva. primeros auxilios	142
6.3 En caso de accidente menor.....	142
6.4 En caso de accidente grave o mortal	142
6.5 En caso de asfixia o electrocución.....	142
6.6 En caso de quemaduras.....	142
6.7 En caso de heridas o tajadas	142
7. Protección contra Incendios	143
7.1 Generalidades	143
7.2 Extintores de incendios y señalización.....	143
8. Normativa aplicable.....	143

Índice de Figuras

Figura 1. Situación: Polígono Industrial Riu Clar, Tarragona.....	21
Figura 2. Emplazamiento de la instalación.....	22
Figura 3. Espectro electromagnético	24
Figura 4. Representación del efecto fotovoltaico	25
Figura 5. Balance energético en España en 2022-23.....	27
Figura 6. Balance energético en España por energía renovable en 2022-23.....	27
Figura 7. Evolución anual del número de instalaciones PV de autoconsumo en Tarragona	28
Figura 8. Evolución anual de la potencia de autoconsumo en Tarragona	29
Figura 9. Distribución de la potencia instalada de autoconsumo PV en Tarragona según rango de potencia.....	29
Figura 10. Distribución del número de instalaciones de autoconsumo por sectores en Cataluña.....	30
Figura 11. Distribución de la potencia total instalada de autoconsumo por sectores en Cataluña.....	31
Figura 12. Trayectoria solar del emplazamiento	32
Figura 13. Tipos de instalaciones solares	33
Figura 14. Instalación FV de autoconsumo acogida a compensación.....	34
Figura 15. Instalación FV de autoconsumo sin excedentes.....	35
Figura 16. Instalación FV de autoconsumo con acumulación de baterías.....	35
Figura 17. Instalación FV de autoconsumo aislada de la red	36
Figura 18. Soporte seleccionado.....	42
Figura 19. Gráfico de la potencia consumida en 2022	48
Figura 20. Gráfico de la potencia consumida por periodo tarifario en 2022.....	49
Figura 21. Vista en planta de la nave industrial	51
Figura 22. Disposición del techo de la nave industrial.....	52
Figura 23. Representación de ángulo azimutal de un panel solar	54
Figura 24. Ángulo azimutal del emplazamiento de la nave industrial	54
Figura 25. Trayectoria del sol a lo largo del año	55
Figura 26. Ángulo de inclinación β de perfil del módulo.....	57
Figura 27. Representación gráfica de las distancias entre paneles. Fuente: IDAE.	58
Figura 28. Disposición final de los módulos solares.....	60



Figura 29. Agrupación de cables según IDAE - Fuente: Prysmian Club	68
Figura 30. Conexión de la caja de protecciones en continua.....	77
Figura 31. Puesta a tierra del marco de los módulos	78
Figura 32. Inclinaciones mínimas y máximas	81
Figura 33. Gráfica de la energía consumida en el año 2022 vs la producida por la instalación	87
Figura 34. Evolución del costo anual de la instalación	89
Figura 35. Periodo de amortización de la instalación.....	91

Índice de Tablas

Tabla 1. Potencia consumida en el 2022 por la industria	23
Tabla 2. Datos meteorológicos del emplazamiento	33
Tabla 3. Tipos de paneles solares	37
Tabla 4. Comparativa de diferentes modelos de paneles solares	38
Tabla 5. Comparativa de diferentes modelos de inversores	40
Tabla 6. Tipos de soportes para placas solares	42
Tabla 7. Balance energético y económico final.....	43
Tabla 8. Resumen de periodos tarifarios - Fuente: Endesa	47
Tabla 9. Potencia consumida en 2022 (kWh).....	47
Tabla 10. Potencia consumida por periodo tarifario en 2022.....	48
Tabla 11. Porcentaje de consumo por tarifa en 2022	49
Tabla 12. Longitudes de los cables.....	63
Tabla 13. Secciones mínimas calculadas.....	65
Tabla 14. Tabla de intensidades admisibles – <i>REBT</i>	66
Tabla 15. Descripción de cables para el inversor – Manual de Usuario SUN2000-40KTL	66
Tabla 16. Secciones normalizadas por caída de tensión.....	67
Tabla 17. Factores de reducción para grupos de cables. <i>UNE-HD-60364-5-52 – Tabla C.52.3</i>	69
Tabla 18. Datos técnicos del cable fotovoltaico – Prysun H1Z2Z2-K.....	69
Tabla 19. Diámetro de tubo normalizado	69
Tabla 20. Factores de corrección para temperaturas ambiente - <i>UNE-HD-60364-5-52 – Tabla C.52.14</i>	70
Tabla 21. Datos técnicos del cable RZ1K (AS) – Afumex Class 1000 V.....	70
Tabla 22. Factores de corrección por cable	71
Tabla 23. Corrientes admisibles para los métodos A1 – D1 XLPE a 90°C - <i>UNE-HD-60364- 5-52 – Tabla B.52.3</i>	71
Tabla 24. Corrientes admisibles para los métodos E y F XLPE a 90°C - <i>UNE-HD-60364-5- 52 – Tabla C.52.13</i>	72
Tabla 25. Comprobación cables por intensidad admisible.....	72
Tabla 26. Resumen de cables definitivos	74
Tabla 27. Intensidades nominales normalizadas de los fusibles de BT.....	76
Tabla 28. Protecciones específicas del inversor.	77



Tabla 29. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.....	79
Tabla 30. Límites de pérdidas por inclinación, orientación y sombreado.....	80
Tabla 31. Diferencia de temperaturas del panel y ambiente.....	82
Tabla 32. Pérdidas mensuales por temperatura de la instalación	83
Tabla 33. Pérdidas por conductores de la instalación.....	84
Tabla 34. Coeficiente de rendimiento.....	85
Tabla 35. Irradiancia producida al día en el emplazamiento	86
Tabla 36. Energía generada diaria y mensual de la instalación.....	86
Tabla 37. Balance energético de la instalación.....	87
Tabla 38. Costes de la industria en el año 2022	88
Tabla 39. Balance económico de la instalación.....	89

Hoja de Identificación

1. Título del proyecto

Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria.

2. Localización

Situación: Polígono Industrial de Riu Clar, Tarragona.

Emplazamiento: Nave industrial en las coordenadas 41.133898°N, 1.221560° E.

3. Solicitante

Solicitante: Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ETSE) de la Universidad Rovira i Virgili (URV), Tarragona.

Dirección: Campus Sescelades, Avenida dels Països Catalans, 26. 43007, Sant Pere i Sant Pau, Tarragona.

Teléfono: 977 558 545

4. Projectista

Nombre: Juan Felipe Gil Ruiz.

NIE: Y7012324Y

Dirección: Calle Sant Antoni Maria Claret 28. 43002, Tarragona

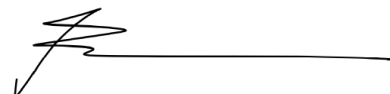
Teléfono: 632 975 863

Correo Eléctrico: juanfelipe.gil@estudiants.urv.cat

5. Tutor del proyecto

Nombre: Dr. Jordi Garcia Amorós

Tarragona, junio de 2023



Juan Felipe Gil Ruiz

Memoria

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Memoria

1. Introducción

La energía solar constituye una de las principales fuentes de energía renovable, aprovechando los rayos solares del sol para así producir electricidad. En este trabajo de fin de grado se pretende realizar una instalación fotovoltaica conectada a la red para una industria en el ámbito de autoconsumo, mediante una serie de estudios, cálculos y viabilidad económica.

La ubicación de esta instalación solar será en la cubierta de la nave industrial de la empresa dedicada a la metalurgia, en el Polígono Industrial de Riu Clar, en Tarragona. El diseño debe cumplir con las necesidades energéticas de la industria. Para la realización de este proyecto se ha hecho un análisis de tipos de instalaciones solares; normativa vigente para el dimensionamiento de los componentes de esta, desde los módulos solares hasta su conexión a la Red Eléctrica. Finalmente se realiza un presupuesto aproximado para la puesta en marcha de la instalación.

2. Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es el estudio y diseño de una instalación fotovoltaica enfocado en el autoconsumo para una industria. Para ello, se desarrolla una solución sostenible y rentable para cubrir las necesidades energéticas de la industria mediante la generación de energía eléctrica a partir de la radiación solar.

Para lograr este objetivo, el proyecto incluirá las siguientes etapas:

1. Selección de ubicación y diseño del sistema: Se analizarán las condiciones geográficas y climáticas de la zona para determinar la mejor ubicación para la instalación fotovoltaica y el diseño del sistema. Se evaluarán las características técnicas de los paneles solares, inversores, estructuras de soporte y otros componentes necesarios para la instalación.
2. Análisis energético: Se llevará a cabo un análisis detallado del consumo energético de la industria, con el fin de determinar el consumo anual de energía y el perfil de carga de la empresa. Se identificarán los principales equipos y procesos que demandan energía, así como los horarios de mayor consumo.
3. Estudio económico: Se realizará un estudio económico de la instalación fotovoltaica, incluyendo el costo de la inversión, los ahorros en la factura de energía y el tiempo de retorno de la inversión. También se evaluarán las posibles ayudas y subvenciones para la instalación de sistemas fotovoltaicos, así como la obtención de curvas de producción.
4. Simulación de la instalación: Se llevará a cabo la simulación de la instalación fotovoltaica, incluyendo los paneles, los inversores y la conexión a la red eléctrica; para asegurar su funcionamiento y cumplimiento de las normativas y regulaciones correspondientes.



El resultado final del proyecto será una instalación fotovoltaica de autoconsumo diseñada para cubrir las necesidades energéticas de la industria, reduciendo su dependencia de fuentes energéticas convencionales y disminuyendo su huella de carbono.

Como último, el presente proyecto sirve como documentación para poder superar la asignatura de Trabajo de Fin de Grado del Grado de Ingeniería Eléctrica.

3. Alcance del proyecto

El alcance del proyecto es el sacar el mayor rendimiento de la energía solar mediante una instalación fotovoltaica, por lo que se abarcan las siguientes cuestiones:

1. **Análisis y diseño preliminar:** Realizar un análisis detallado de las necesidades energéticas de la industria y evaluar la viabilidad técnica de la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Esto incluye la evaluación de la demanda de energía, la ubicación y el espacio disponible para la instalación de los paneles solares, así como la evaluación de la radiación solar y las condiciones climáticas en la zona.
2. **Dimensionamiento del sistema:** Calcular la capacidad y el tamaño adecuados del sistema fotovoltaico para satisfacer la demanda energética de la industria. Esto implica determinar la cantidad de paneles solares requeridos, los inversores necesarios y otros componentes del sistema, considerando la producción de energía esperada y el consumo energético estimado.
3. **Selección de equipos y componentes:** Realizar la selección de los equipos y componentes necesarios para el sistema fotovoltaico, como paneles solares, inversores, estructuras de montaje, cables y protecciones eléctricas. Se deben considerar la calidad, eficiencia y compatibilidad de los equipos, así como las normativas y estándares aplicables.
4. **Diseño detallado del sistema:** Elaborar un diseño detallado del sistema fotovoltaico, incluyendo la disposición de los paneles solares, el diseño de las estructuras de montaje, la distribución eléctrica interna y los sistemas de protección y seguridad. Se debe garantizar un diseño óptimo que maximice la generación de energía y cumpla con las regulaciones locales.
5. **Elaboración de planos y diagramas:** Preparar los planos y diagramas técnicos necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico, incluyendo planos de ubicación, diagramas unifilares, diagramas de conexión y otros documentos técnicos relevantes. Estos planos y diagramas serán utilizados como guía durante la instalación y el mantenimiento del sistema.
6. **Presupuesto:** Realizar una valoración económica de la instalación fotovoltaica, paneles, inversores, cableado y demás componente, analizando los proveedores y la evolución del mercado para escoger los mejores materiales y así sacar el mejor rendimiento de la instalación fotovoltaica.

4. Antecedentes

La industria seleccionada para la elaboración de este proyecto es una dedicada a la **metalurgia y maquinaria pesada**, por lo que sus actividades suelen ser aquellas relacionadas con la transformación y tratamiento de los metales, para su posterior utilización en la fabricación de una alta gama de productos industriales o de construcción.

La empresa se abastece con un 100% del suministro de energía eléctrica proveniente de la red. Mediante este proyecto se pretende cubrir un gran porcentaje de dicho consumo a través del generador solar.

Partimos de la necesidad que tiene la empresa. Al ser una industria metalúrgica esta cuenta con:

- Maquinaria pesada para corte y fijación de metales.
- Elementos de carga, como grúas y aparatos de grandes dimensiones.
- Oficinas para gestiones administrativas.

En consideración, se busca que mediante esta instalación fotovoltaica se reduzca la huella de carbono generada por la industria, ahorrando energía eléctrica de este modo, contribuyendo al medio ambiente.

5. Normas y referencias

Para la elaboración del proyecto se han seguido una serie de normas y referencias que han sido clave a la hora de conocer los diferentes aspectos legales para la generación de energía solar:

5.1 Disposiciones legales y normativa aplicada

- *Norma UNE 157001: Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico.*
- *Ordenanzas y normativa correspondiente de la localidad de Tarragona.*
- *Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.*
- *Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre, porque regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.*
- *Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, porque se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*
- *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.*
- *Ley 22/2013 de 26 de diciembre del Sector Eléctrico.*



- *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 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.*
- *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y producción con autoconsumo.*
- *Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores.*
- *Real Decreto 614/2001: Disposiciones mínimas para la protección y seguridad de los trabajadores en instalaciones eléctricas.*
- *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) e Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC).*
- *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red / PCT-C-REV-julio 2011.*
- *Código Técnico de la Edificación (CTE).*
- *Norma UNE-HD-60364-5-52: Instalaciones eléctricas de baja tensiones. Parte 5: Selección e instalación de equipos eléctricos. Canalizaciones.*
- *Norma UNE 21123: Cables eléctricos de utilización industrial de tensión asignada 0,6/1 kV. Parte 1: Cables con aislamiento y cubierta de policloruro de vinilo.*
- *Norma UNE 211435: Guía para la elección de cables eléctricos de tensión asignada superior igual a 0,6/1 kV para circuitos de distribución eléctrica.*
- *Norma EN 50618: “Electric cables for photovoltaic systems”*
- *Norma IEC 62930: “Electric cables for photovoltaic systems with a voltage rating of 1,5 kV DC”*
- *GUIA-BT-22: Guía técnica de aplicación protecciones. Protección contra sobrintensidades.*
- *GUIA-BT-ANEXO 3: Guía técnica de aplicación – Anexos. Cálculo de corrientes de cortocircuito.*
- *Norma IEC 62548: “Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements.*
- *Real Decreto 1627/97, sobre disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.*

5.2 Programas utilizados

PVsyst: Herramienta de cálculo que sirve para desarrollar instalaciones fotovoltaicas permitiendo el estudio, la simulación y el análisis exhaustivo de datos completos de los sistemas fotovoltaicos. Se ha utilizado para realizar la simulación de la instalación fotovoltaica del proyecto, así como para analizar datos meteorológicos del emplazamiento.

AutoCAD: Software para el diseño asistido por computadora utilizado para hacer dibujos 2D y modelado 3D. Se ha utilizado para realizar todos los Planos del proyecto.

Word: Es un programa de procesamiento de texto que permite crear y editar documentos. Se ha utilizado para realizar la Memoria del proyecto.

Excel: Programa informático que posibilita desarrollar trabajos contables y financieros gracias a sus funciones. Se ha utilizado para la realización del Anexo de Cálculos, además de las diferentes tablas y gráficos, mediante dichas funciones interactivas.

PVGIS: Software de cálculo fotovoltaico online de la Unión Europea que permite saber la energía solar producida por una instalación fotovoltaica en un determinado punto. Posee, además, una base de datos de radiación solar desde el año 2005. Se ha utilizado para conocer los datos de irradiancia del emplazamiento, así como la evolución y estabilidad de la generación solar en España.

Google Maps y Google Earth: El primero es un servicio de mapas basado en la web para encontrar direcciones, explorar lugares y controlar el tráfico, mientras que el segundo es un programa que representa un globo virtual en 3D para explorar la superficie de la Tierra. Se han utilizado para conocer la situación y emplazamiento de la instalación solar. (Ver Plano 1: Situación y Emplazamiento)

CYPE-Generador de precios: Herramienta completa informática que permite obtener de manera detallada las características de las unidades de obra y precios para proyectos técnicos. Se ha utilizado para realizar las mediciones y presupuesto.

5.3 Bibliografía

[1] *Distribución por sectores y ranking territorial*. (s. f.). Instituto Catalán de Energía. <http://icaen.gencat.cat/es/energia/autoconsum/Observatori-de-lautoconsum-a-catalunya/distribucio-per-sectors/>

[2] EndeF. (2023a). Instalaciones Fotovoltaicas de Autoconsumo Industrial. *Endef*. <https://endef.com/autoconsumo-industrial-fotovoltaico/>

[3] EndeF. (2023b). Tipos de instalaciones solares fotovoltaicas: ¿Cómo encontrar mi instalación ideal? *Endef*. <https://endef.com/tipos-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>

[4] Endesa. (2022, 2 junio). Cómo funcionan los paneles solares. *Endesa*. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/como-funcionan-paneles-solares>

- [5] Endesa. (2023, 1 junio). ¿Cuáles son los horarios de la luz? *Endesa*. <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/horarios-luz-valle-punta-llano>
- [6] *Energía solar: qué es, cómo funciona y sus ventajas*. (2021, 11 noviembre). Endesa. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/energias-renovables/energia-solar>
- [7] *Evolución del autoconsumo FV*. (s. f.). Instituto Catalán de Energía. <http://icaen.gencat.cat/es/energia/autoconsum/Observatori-de-lautoconsum-a-catalunya/evolucio-de-lautoconsum/>
- [8] Fundación Aquae. (2021, 24 noviembre). *Ventajas y desventajas de la energía solar* - Fundación Aquae. <https://www.fundacionaquae.org/wiki/energia-solar-ventajas-desventajas/>
- [9] *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission*. (2016, 11 enero). https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [10] *Orientación e Inclinación de los Paneles Solares Fotovoltaicos*. (s. f.). MPPTSOLAR. <https://www.mpptsolar.com/es/orientacion-inclinacion-paneles-solares.html>
- [11] Palomares, E. (2021, 25 marzo). La energía fotovoltaica en Catalunya: ¿macroparques o parques sociales? *elperiodico*. <https://www.elperiodico.com/es/civismo/20210325/energia-fotovoltaica-catalunya-11608200>
- [12] REData - Balance Eléctrico. (s. f.). Red Eléctrica. <https://www.ree.es/es/datos/balance/balance-electrico>
- [13] Selectra. (2022, 24 noviembre). ¿Cuál es la orientación e inclinación óptima de los paneles solares? *Selectra*. <https://selectra.es/autoconsumo/info/instalacion/inclinacion-y-orientacion>
- [14] Solarplak. (2021, 18 marzo). *Tipos de soportes para instalaciones solares* - Blog de energía solar. Blog de energía solar. <https://solarplak.es/energia/tipos-de-soportes-para-instalaciones-solares/>
- [15] *Tipos de inversores para placas solares: los mejores de 2023*. (2023, 15 febrero). Climate Consulting. <https://climate.selectra.com/es/placas-solares/componentes/inversor>

6. Requisitos de diseño

6.1 Projectista y promotor

El presente proyecto es un Trabajo de Fin de Grado de la titulación Grado de Ingeniería Eléctrica.

Teniendo como título: “Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria”

Siendo su projectista, el estudiante de un último curso Juan Felipe Gil Ruiz.

El tutor del proyecto, el Dr. Jordi Garcia Amorós.

Por último, el promotor del proyecto es la Escuela Superior de Ingeniería (ETSE) de la Universidad Rovira i Virgili (URV).

6.2 Situación y emplazamiento

La ubicación del proyecto para la instalación fotovoltaica se puede observar con detalle en el Plano 1: Situación y emplazamiento.

La situación será en el Polígono de Riu Clar de Tarragona, en una industria dedicada a la metalurgia.

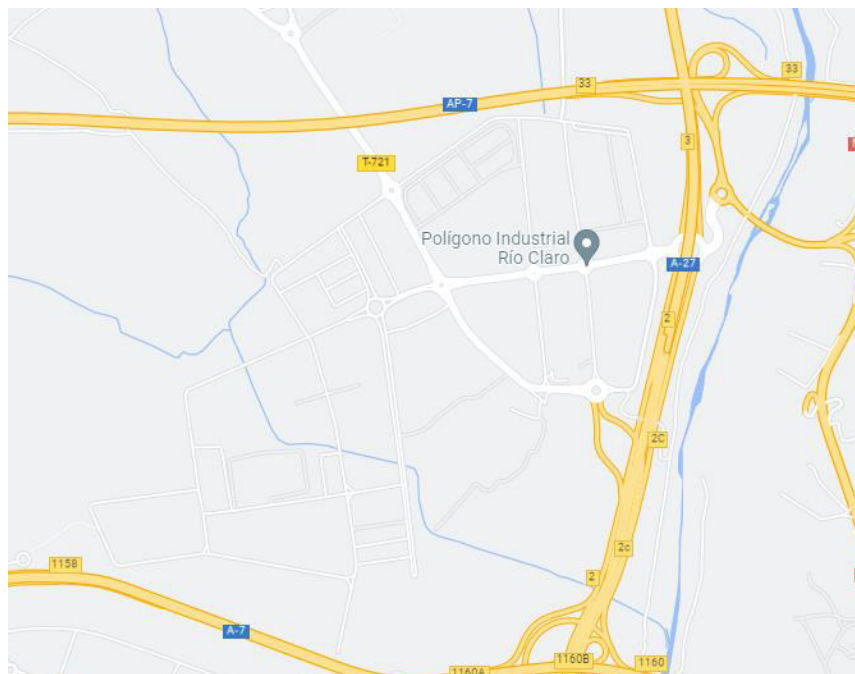


Figura 1. Situación: Polígono Industrial Riu Clar, Tarragona

La instalación solar se encuentra en el siguiente emplazamiento:

Coordenadas de la nave industrial: 41.133898°N, 1.221560° E.



Figura 2. Emplazamiento de la instalación

La instalación fotovoltaica estará ubicada en la cubierta de la industria, teniendo en cuenta las especificaciones de este y su localización geográfica, se convierte en candidata potencial para realizar el estudio y análisis de una instalación solar de autoconsumo.

6.3 Descripción general de la instalación

Ahora que se ha visto el lugar donde irá la instalación, se hará una descripción de las características que tiene dicha nave y su posterior instalación solar de autoconsumo.

La nave industrial se compone de un edificio dedicado a la metalurgia, por lo que tiene:

- Puertas de grandes dimensiones para entrada de vehículos pesados y de transporte.
- Maquinaria para corte y fijación de metales.
- Almacén de materiales.
- Zona de carga y descarga.
- Aparcamiento para empleados y clientes.
- Oficinas administrativas.

En cuanto a la instalación fotovoltaica, esta contiene los siguientes elementos:

- Paneles solares, seleccionados y calculados según las condiciones del emplazamiento.
- Inversor con sus respectivas protecciones.
- Soportes para la disposición de los paneles solares en la cubierta.
- Cableado con sus respectivas protecciones.
- Canalizaciones sobre la cubierta y dentro de la nave.

Hay que destacar que la posición del inversor se hará justo al costado del cuadro general de protección ya existente dentro de la nave, por lo que no se realizará modificaciones del tramo del cuadro hasta el punto de conexión con la Red Eléctrica.

7. Análisis de soluciones

Como condiciones generales, el emplazamiento se hará en la cubierta de la industria, céntricamente entre los ventanales existentes, por lo que resulta importante calcular el espacio disponible para así ser aprovechado al máximo para la colocación de los paneles solares.

La cubierta de la nave está hecha de chapa de metal por lo que los soportes a utilizar deberán causar el menor daño posible a la integridad del edificio, además de tener en consideración el peso total que tendrá la instalación solar para no comprometer su estado.

El acceso al emplazamiento puede resultar complicado, por lo que es necesario el correcto equipo de enganche y seguridad para los trabajadores, como se especifica en el estudio básico de seguridad y salud.

La instalación solar pretende cubrir el gasto energético que tiene mediante esta energía renovable, por lo que la recolección de los datos de consumo ha sido indispensable para realizar un estudio de viabilidad.

Los datos de consumo en el año 2022 son los siguientes:

	POTENCIA CONSUMIDA 2022 (kWh)
ENERO	2855
FEBRERO	5303
MARZO	5227
ABRIL	5482
MAYO	4885
JUNIO	4234
JULIO	4507
AGOSTO	4189
SEPTIEMBRE	4351
OCTUBRE	5246
NOVIEMBRE	5288
DICIEMBRE	3563
TOTAL	55130

Tabla 1. Potencia consumida en el 2022 por la industria

Como podemos observar la industria tiene un consumo elevado en todo el año, especialmente en los meses de invierno, por lo que la instalación deberá reducir el consumo en gran medida en dichos meses.

A lo largo de la realización del proyecto hubo una serie de problemas que se han podido solucionar al momento, gracias a la verificación de los cálculos y herramientas informáticas, con el fin de asegurar que la instalación se pueda llevar a cabo en buenas condiciones.

8. La energía solar

La energía solar es la que se produce por los rayos de luz provenientes del Sol o de otra fuente de luz. Se conoce principalmente por el aprovechamiento de las radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol que llegan a la Tierra para generar calor o producir energía, este último es la base física del proyecto. Es una energía limpia e ilimitada que se utilizara como fuente renovable y que, gracias a las placas solares, transforma esa radiación en energía eléctrica.

8.1 Tipos de energía solar

Las ondas electromagnéticas que llegan hasta la Tierra se clasifican mediante dos tipos distintos:

- **Radiación directa:** La que se puede observar en áreas iluminadas en el día.
- **Radiación difusa:** La que se recibe durante los días nublados, la que se dispersa por la atmosfera terrestre y la producida por el reflejo en el aire.

La mera existencia de esta energía se propaga por todo el espacio en todas las direcciones mediante estas ondas, las cuales tienen una velocidad que es proporcional a la longitud de onda (nm) y a la frecuencia de la onda. Esta energía se puede observar y clasificar en algo llamado el espectro **electromagnético**.

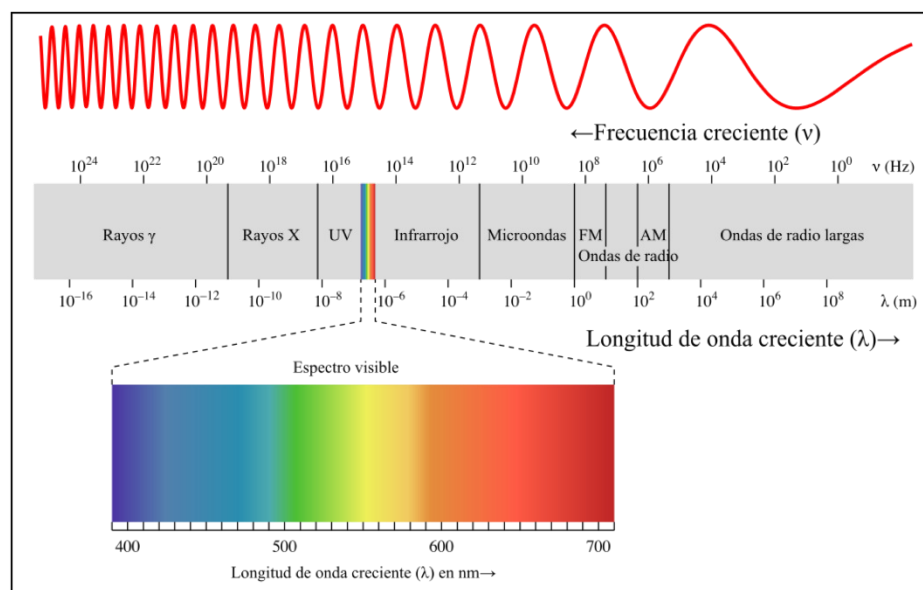


Figura 3. Espectro electromagnético

Analizando la figura se puede decir que cuanto menor sea la longitud de onda, mayor es el contenido energético de la onda electromagnética. El Sol, por ejemplo, tiene ondas de longitud corta, estando en el intervalo de los rayos UV¹, la que es visible y el infrarrojo.

¹ UV: Rayos ultravioleta.

Los paneles solares son los que consiguen recoger la mayoría de esa energía solar y transformarla en energía limpia y sostenible, en energía renovable. De acuerdo con la manera de aprovechar la energía solar, esta se clasifica en tres tipos diferentes de energía: la energía solar térmica, la energía solar pasiva y la energía solar fotovoltaica.

8.2 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica permite obtener energía eléctrica gracias a la radiación del Sol que interactúan con las células fotovoltaicas, lo que se conoce como el **efecto fotovoltaico**, de las que están fabricadas los paneles solares.

Para entender el principio físico del efecto fotovoltaico se detalla a continuación su explicación:

El fotón es la partícula de la radiación electromagnética, mediante su acción libera electrones, al moverse estos generan cargas positivas y negativas en una serie de semiconductores, creando un campo eléctrico capaz de crear una **corriente eléctrica**.

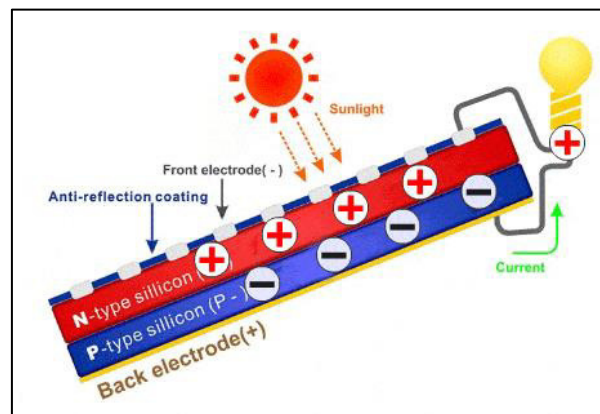


Figura 4. Representación del efecto fotovoltaico

Un panel fotovoltaico está compuesto por varias de estas células de aproximadamente de unos 10 cm² y se recubren de un revestimiento protector, de materiales como lo son: acetato de vinilo y etileno, para evitar su deterioro. Estos paneles están expuestos a condiciones extremas y a temperaturas bastante elevadas por lo que se fabrican de materiales resistentes ya que es necesario dejar pasar la luz del Sol.

8.3 Ventajas y desventajas de la energía solar

Cuando se habla de generación de energía solar se suele ver su potencial como fuente de energía limpia y sostenible. Sin embargo, para su utilización y creación se tienen una serie de inconvenientes.

Se pretende realizar un listado de las ventajas y desventajas que tiene este tipo de energía renovable, teniendo en cuenta el criterio de investigadores y expertos del tema:

8.3.1 Ventajas de la energía solar

- Como se ha expresado antes, es una energía renovable y sostenible, disminuyendo la necesidad de combustibles fósiles lo que ayuda a conservar los recursos naturales.
- Es una energía limpia que reduce la huella de carbono, ya que no produce gases de efecto invernadero.
- La energía solar puede llegar a servir como calentamiento, a diferencia de otras.
- No requiere extracción constante de materiales para su funcionamiento, por lo que es una energía económica, su inversión es costosa al inicio, pero fácil de recuperar durante los años, gracias a la vida útil de los componentes de la instalación.
- Los rayos solares son abundantes y accesibles, por lo que la empleabilidad es viable en cualquier punto geográfico.
- Se asegura la potencia seguridad energética al reducirse la dependencia de suministros del exterior.

8.3.2 Desventajas de la energía solar

- La energía solar no es constante, dependiendo de la hora del día puede variar y en la noche no se encuentra disponible.
- Tiene una eficiencia relativamente del 25% en cuanto a la energía eléctrica que puede convertir. Aunque se está llegando a aumentar gracias a las nuevas tecnologías.
- Con respecto al punto anterior, el rendimiento de los paneles solares puede llegar a ser inferior en determinadas condiciones atmosféricas, como los largos periodos de calor y humedad, o con nubes de niebla.
- Los alto niveles contaminación atmosférica que presentan algunas grandes ciudades puede llegar a reducir el rendimiento.
- Para la producción de los componentes de la instalación solar, se emiten una gran cantidad de gases nocivos.
- Los desechos que generan los paneles solares pueden suponer un problema sino se maneja de manera adecuada, aunque este factor no es determinante, ya que estos tienen prolongada vida útil.

Para reducir estas desventajas es necesario realizar un estudio de impacto, para así conocer la viabilidad de la instalación. Suele ser una manera de controlar las desventajas asegurándose de que si está es indispensable para cada caso, teniendo en cuenta los factores expuestos anteriormente. Aunque en la mayoría de los casos la obtención de energía solar asegurará un futuro de fuente de energía renovable, logrando así un mundo más verde.

8.4 Energía solar en España

España goza de ser uno de los países con más horas solares de Europa, dicha premisa hace que sea ideal para esta energía renovable y desarrollo de la tecnología fotovoltaica, siendo también líder europeo con más instalaciones solares y el que más energía solar produce por potencia instalada, según la Unión Española de Energía Fotovoltaica (*UNEF*).

Según Red Eléctrica Española (*REE*), España produce al mes una media de 1300 GWh de energía fotovoltaica.



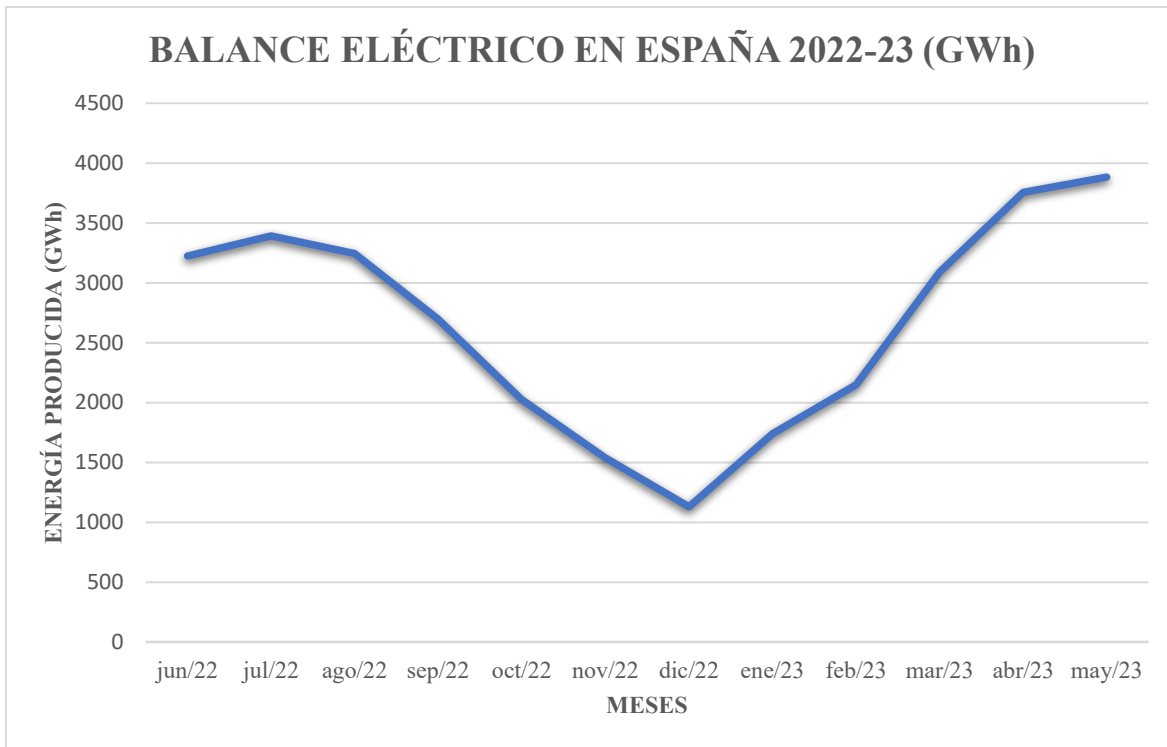


Figura 5. Balance energético en España en 2022-23

Como se puede observar en la gráfica hecha a partir de la base de datos de REE [12] desde junio del año pasado hasta ahora, la mayor producción de energía solar se produce en los meses de verano. Si comparamos este valor con los producidos por otras fuentes de energía renovable:

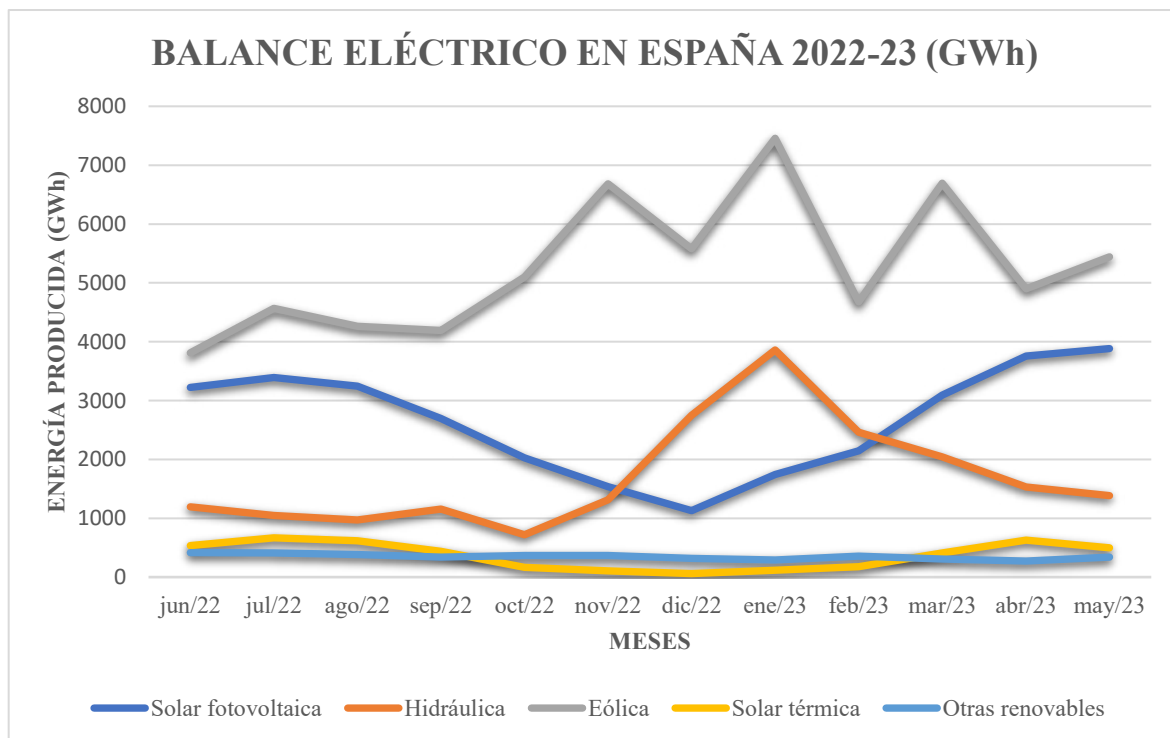


Figura 6. Balance energético en España por energía renovable en 2022-23

La energía solar fotovoltaica supera con creces a otras fuentes de energía renovable, solo siendo superada por la eólica y la hidráulica en periodos puntuales del año.

Recapitulando, teniendo todas las bazas para tener una generación de energía a base del sol, España está escalando en la evolución en este sector, por lo que cada vez más viviendas y empresas están apostando por este tipo de energía limpia y sustentable.

Para que una energía renovable sea una solución alternativa a la convencional debe cumplir con las siguientes características.

- Garantía del suministro ilimitado con calidad estable.
- Mínimo de impacto ambiental.
- Costo económico total competitivo con el resto de los medios disponibles.

8.5 Energía solar de autoconsumo en Cataluña

Se sabe de antemano de que el termino **autoconsumo** se refiere a la circunstancia en la que una persona o empresa utiliza bienes o servicios que ellos mismos desarrollan para satisfacer sus propias necesidades.

Como se ha dicho en el alcance del proyecto, la situación se encuentra en el Polígono de Riu Clar de Tarragona, por lo que es interesante evaluar el autoconsumo que tiene la Comunidad Autónoma de Cataluña.

De acuerdo con el Instituto Catalán de Energía [7], en la Comunidad existe un total de 60.208 instalaciones solares de autoconsumo con una potencia total de 466,59 MW, de las cuales en la provincia de Tarragona existen 8.580 instalaciones con 58,87 MW de potencia.

La evolución de dichos parámetros del año 2013 hasta el año 2022 se puede observar a continuación:

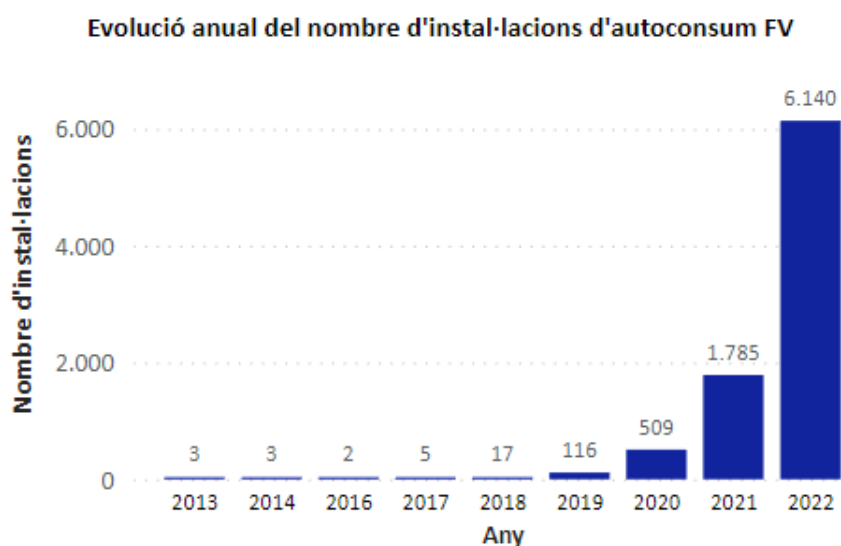


Figura 7. Evolución anual del número de instalaciones PV de autoconsumo en Tarragona

Evolució anual de la potència d'autoconsum FV

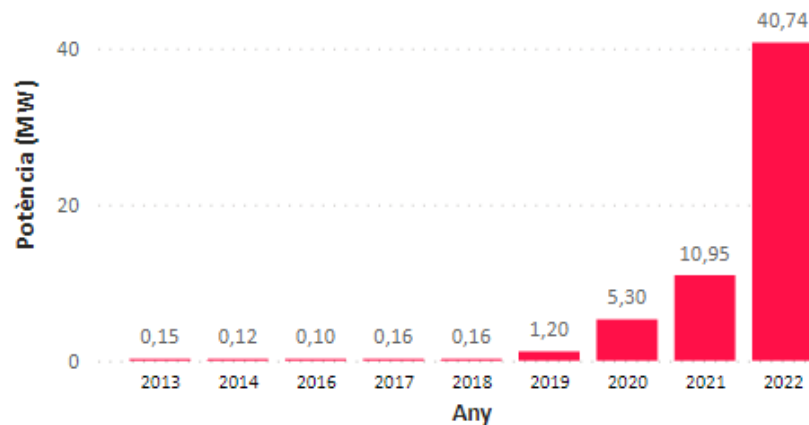


Figura 8. Evolución anual de la potencia de autoconsumo en Tarragona

En los gráficos anteriores se puede observar el remarcable aumento de las instalaciones PV en la provincia de Tarragona, teniendo 40,74 MW de potencia total producida de autoconsumo. Ahora bien, ya que hablamos de una instalación solar para una industria es importante conocer el rango de potencias de dichas instalaciones para conocer su evolución.

Distribució de la potència instal·lada d'autoconsum FV a Catalunya segons rang de potència

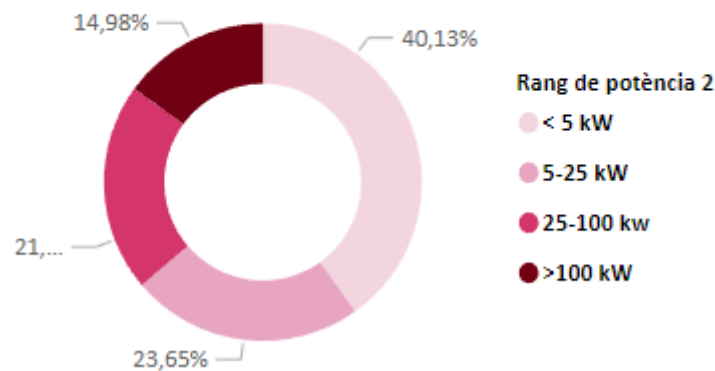


Figura 9. Distribución de la potencia instalada de autoconsumo PV en Tarragona según rango de potencia

Una instalación fotovoltaica se considera que es de uso industrial si esta entre el rango de 25-100 kW o superior, por tanto, la potencia generada en industria en la provincia de Tarragona es un 21,4%, siendo un valor considerable con respecto a las de viviendas que corresponden al 40,13% de la potencia total generada.

Gracias a todos los datos estadísticos se puede deducir que, aunque haya un porcentaje relativamente inferior, el afán por instalar las placas solares se ha incrementado en los últimos años, lo que quiere decir que la humanidad es más consciente de la importancia de utilizar energías más renovables para contrarrestar la contaminación al medio ambiente.

8.6 Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en industria

La actual instalación solar estará enfocada en el ámbito de la industria, que si bien, no se diferencian mucho de las de uso doméstico, ya que tienen los mismos componentes y requisitos, la potencia y consumo de las industrias son mucho mayores.

Las empresas cada vez tienen un mayor gasto energético, por lo que el máximo ahorro posible en la factura de la luz resulta vital. El autoconsumo mediante instalaciones fotovoltaicas en el sector de la industria es una de las actuaciones más sostenibles y rentables dentro el mercado de la energía.

Este tipo de autoconsumo permite a cualquier empresa producir y consumir su propia electricidad, instalando una serie de placas solares en su local o nave industrial. El sistema mencionado una vez conectado a la red empezará a ahorrar energía, ya que se prioriza el consumo de la instalación fotovoltaica sobre la de la Red Eléctrica durante el tiempo en que la instalación solar está produciendo energía.

El objetivo es amortizar la instalación mediante un ahorro, pagando solo por aquella que se toma de la red, ya que solo se consumirá la electricidad que las placas solares generan durante el día y se tomará de la red eléctrica, cuando no brille el sol.

8.7 Instalaciones solares industriales de autoconsumo en Cataluña

Ahora que se conoce el funcionamiento de una industria para su autoconsumo, será importante conocer el estado actual de dicha área en Cataluña. Gracias a los datos proporcionados por el Instituto Catalán de Energía [1], el sector de la industria tiene los siguientes datos de distribución por sectores:

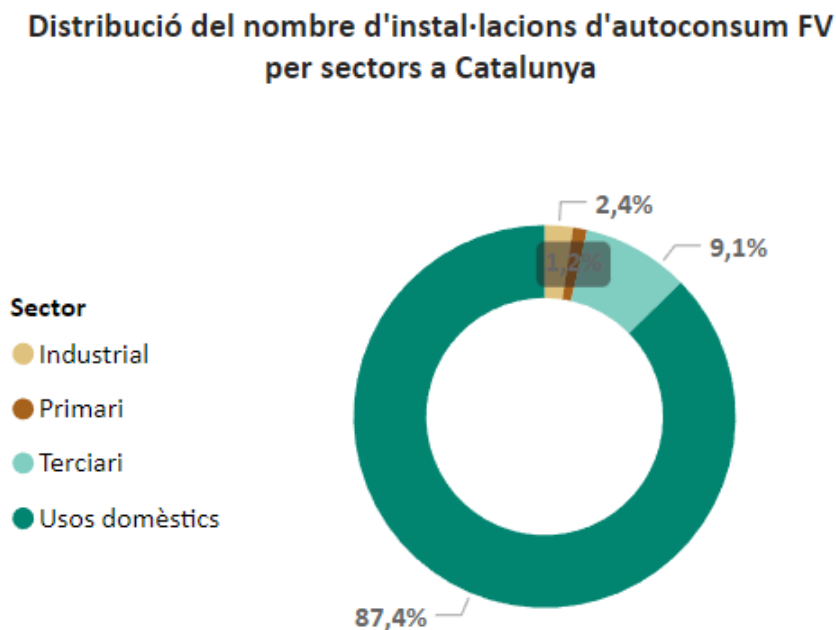


Figura 10. Distribución del número de instalaciones de autoconsumo por sectores en Cataluña

Distribució de la potència total instal·lada (kW) d'autoconsum FV per sectors a Catalunya

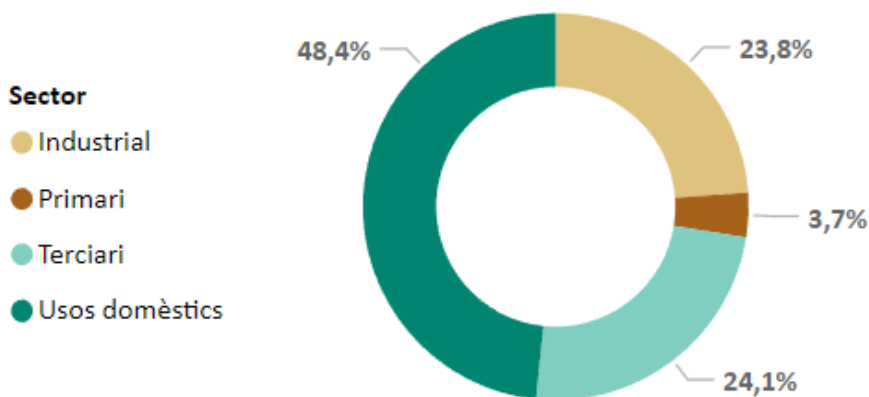


Figura 11. Distribución de la potencia total instalada de autoconsumo por sectores en Cataluña

Como se puede observar el porcentaje de las instalaciones solares en el sector de la industria en Cataluña es un 2,4% y con una potencia instalada para el autoconsumo de un 23,8%, concluyendo que, aunque existan pocas instalaciones solares industriales, la energía que produce es considerable, si se compara con los demás sectores, las diferencias que hay entre un dato y el otro, son más positivas para el sector de la industria.

9. Instalación solar fotovoltaica

Una instalación solar fotovoltaica se caracteriza por tener los siguientes componentes:

- **Generador solar:** Módulo solar que transforma la energía solar en electricidad
- **Inversor solar:** Transforma la parte de corriente continua, la que viene de los paneles solares; a corriente alterna, para autoconsumo o inyectarse a la red.
- **Soportes:** Permiten el posicionamiento determinado de los paneles solares.
- **Cableado:** Encargados de la interconexión de los elementos eléctricos de la instalación, con sus respectivas protecciones.

Para realizar el presente proyecto se debe escoger la opción más ideal dependiendo de diferentes factores:

- Requisitos del cliente, tanto técnicos como económicos.
- Características meteorológicas del emplazamiento, para ver la viabilidad de energía solar.
- Tipos de instalaciones solares, en particular las de autoconsumo.
- La compatibilidad de los componentes eléctricos y de fijación, analizando las diferentes opciones en el mercado, sus características técnicas y económicas.

9.1 Requisitos

El proyecto ha de cumplir con una serie de requisitos para que este sea rentable:

- La viabilidad técnica-económica, analizando a detalle las condiciones de emplazamiento, orientación, espaciado y el consumo.
- Respetar las condiciones técnicas y normativa vigente.
- Escoger buen material de los componentes de la instalación, para así evitar pérdidas de rendimiento por deterioro.
- Mediante un estudio comparativo entre los elementos disponibles en el mercado, seleccionar aquel que sea la mejor opción de acuerdo con las necesidades para la instalación y de la industria.
- Tanto la accesibilidad como la seguridad del equipo de trabajo deberá ser la ideal para tener el mejor resultado y ver reducidos los factores de tiempo y dinero.

9.2 Condiciones meteorológicas del emplazamiento

La temperatura en la zona donde se pretende hacer la instalación es húmedo y seco, por lo que se requiere un análisis de las condiciones meteorológicas de Tarragona.

El Polígono Industrial Riu Clar, está ubicado a las afueras de la ciudad, por lo que el viento y erosión por presencia de mar y arena cercano, no se tendrá en cuenta.

De acuerdo con los datos meteorológicos arrojados por el PVsyst, la trayectoria solar que tiene el emplazamiento es bastante uniforme, esto hace que los rayos solares sean perpendiculares beneficiando a las placas solares. Cabe destacar de que el en presente proyecto no se tendrá en cuenta la presencia de sombras por obstáculos, ya que es una nave aislada en el centro de la parcela sin edificaciones pegadas a ella. Por lo que la distancia de los paneles respetara el espacio que hay entre ellos para no crear sombras.

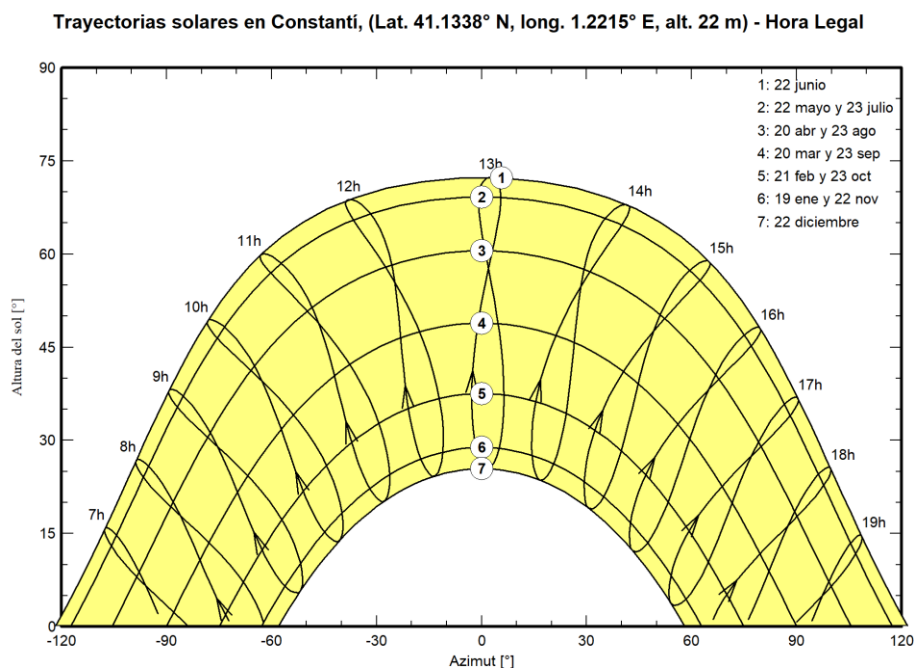


Figura 12. Trayectoria solar del emplazamiento

Los datos meteorológicos se recogen en la siguiente tabla con la ayuda del software integrado en el programa de simulación, Meteonorm 8,1.

	Irradiancia (kWh/m²·mes)	Tamb (°C)	Velocidad del viento (m/s)	Humedad relativa (%)
ENERO	63,3	9,2	3,0	68,9
FEBRERO	83,9	10	3,4	65,3
MARZO	135,3	13,1	3,4	62,7
ABRIL	162,7	15,3	3,1	65,9
MAYO	200,3	19	3,0	62,7
JUNIO	214,5	23,2	2,7	62,0
JULIO	219,3	26,1	2,8	60,8
AGOSTO	189,6	26,2	2,7	61,3
SEPTIEMBRE	138,9	22,6	2,7	66,3
OCTUBRE	101	18,9	2,5	69,6
NOVIEMBRE	64,8	13	2,9	69,3
DICIEMBRE	53,9	9,7	2,8	71,1

Tabla 2. Datos meteorológicos del emplazamiento

Gracias a estos datos se pueden realizar un análisis de pérdidas, el cual arroja, que el emplazamiento es el ideal para una instalación solar fotovoltaica ya que tienen una recomendable radiación solar por mes, una temperatura ambiente regular, siendo dichas pérdidas de alrededor de un 10% en los meses de verano por temperatura a la que podrá llegar el panel solar. Teniendo una humedad relativa y velocidad de viento constantes a lo largo del año.

9.3 Tipos de instalaciones solares

Una vez que se conoce las características del clima de la instalación se procede a hacer un repaso de los tipos de instalaciones solares, para después escoger la más conveniente:

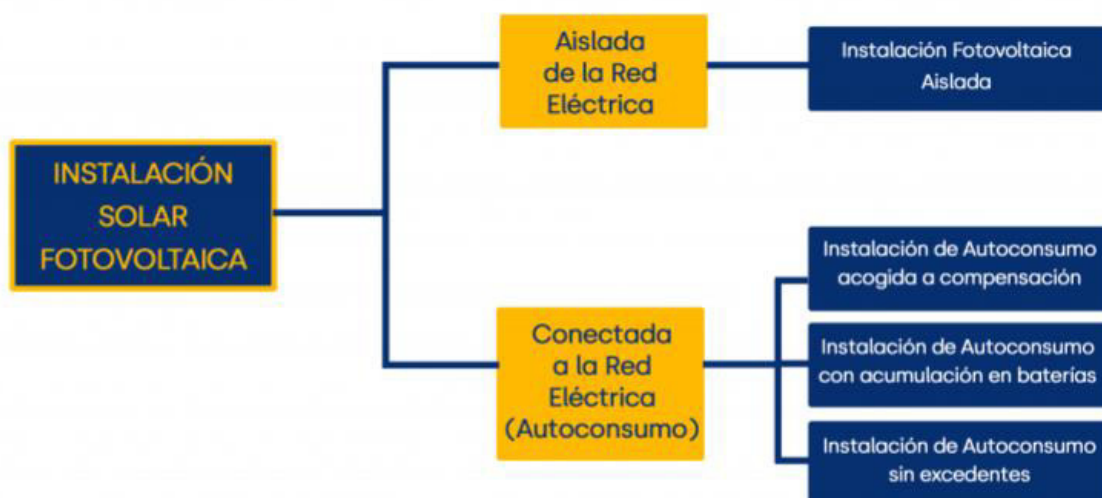


Figura 13. Tipos de instalaciones solares

9.3.1 Instalación solar conectada a la red

Este tipo de instalaciones solares se caracterizan por estar conectadas a la red eléctrica, se trata de un modelo de generación distribuida ideal para el autoconsumo. Estas priorizan el autoconsumo utilizando la energía de la instalación solar mientras se puede contar con ella, de lo contrario, consiguen la energía de la red eléctrica. Se pueden diferenciar en dos tipos:

Acogida a compensación: Utiliza los excedentes de energía generada para rentabilizar de manera económica la energía que sobra, como la que se produce en los días que no se utiliza la industria, como los fines de semana. Esta energía se inyecta a la red y cambio se recibe una compensación.

Para las industrias supone un incremento de los beneficios empresariales. Esta compensación puede tener tres variantes distintas, según el país y la legislación vigente.

- **Balance neto:** Por cada kWh vertido a la red, el prosumidor tiene derecho a consumir sin coste alguno una potencia importada de la red cuando este lo requiera.
- **Venta a la red:** Se recibe una cantidad de dinero fija por cada kWh que se vierta a la red.
- **Tarifa neta:** Cada kWh vertido a la red descuenta de la factura eléctrica una cantidad de dinero determinada.

En España está regulado el autoconsumo con compensación económica, teniendo un sistema de compensación como forma de ahorro, para todas aquellas instalaciones menores a 100 kW. El sobrante de electricidad generada y vertida a la red que produzca un beneficio que, en este caso, se verá reflejado en la factura de la luz, teniendo saldo negativo en el término variable. Se trata de un descuento mas no una venta directa de excedentes, así expresado en el Real Decreto 244/2019.

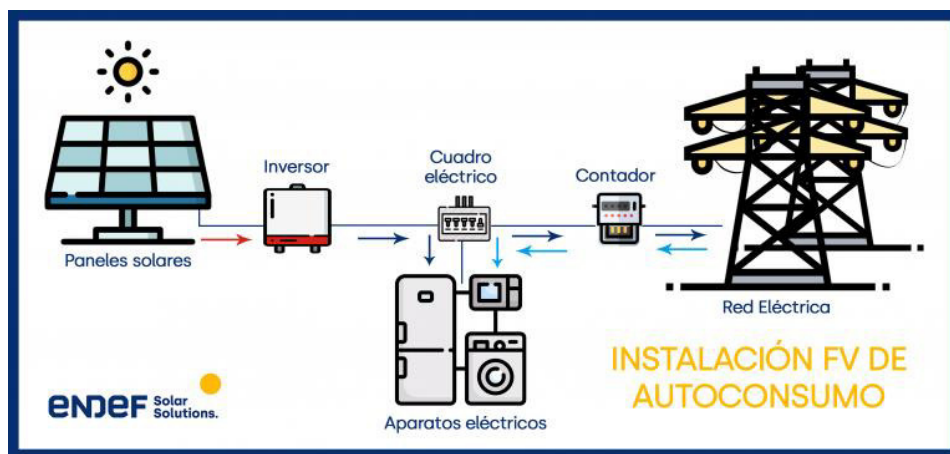


Figura 14. Instalación FV de autoconsumo acogida a compensación

Sin excedentes: Este tipo de instalaciones solares no realiza ningún tipo de inyección a la red, aunque sí que toma energía de ella cuando la necesita. Esta instalación tiene un mecanismo de antivertido que se comunica directamente con el inversor para que no haya más energía de la consumida y evitar que este pase a la red.

Este tipo de instalaciones son necesarias cuando la legislación vigente no permite inyectar energía solar a la red eléctrica.

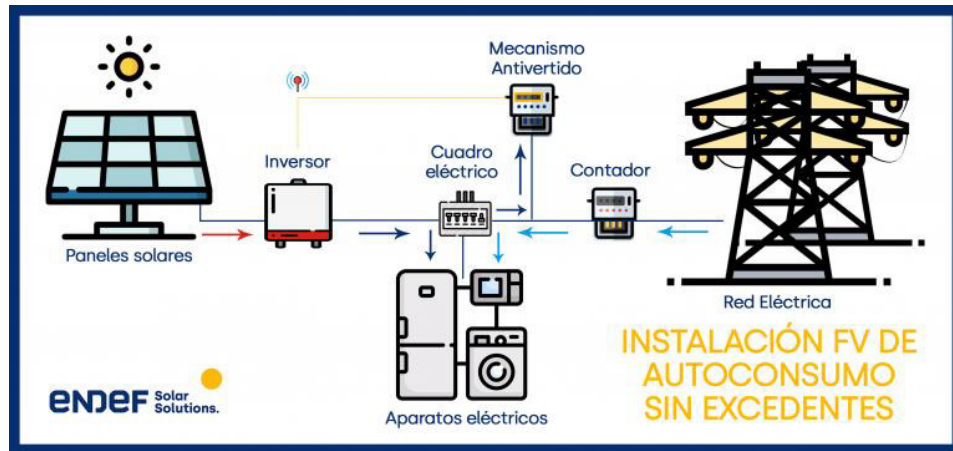


Figura 15. Instalación FV de autoconsumo sin excedentes

Acumulación en baterías: Se caracteriza por inyectar el excedente de energía en la batería que acompaña a la instalación solar, por lo que se permite consumirla a las horas en las que no se haya radiación solar. Sin embargo, se sigue conectado a la red de tal manera que cuando la batería se agota se puede seguir consumiendo la que se extrae de la red.

Esta instalación tiene como ventaja que se asegura el consumo de toda la energía que se genera evitando pérdidas, tanto como la propia como la recogida de la red en el transporte. Por otra parte, se debe tener en cuenta la inversión inicial, ya que esta supondrá la diferencia frente a las instalaciones acogidas a compensación.

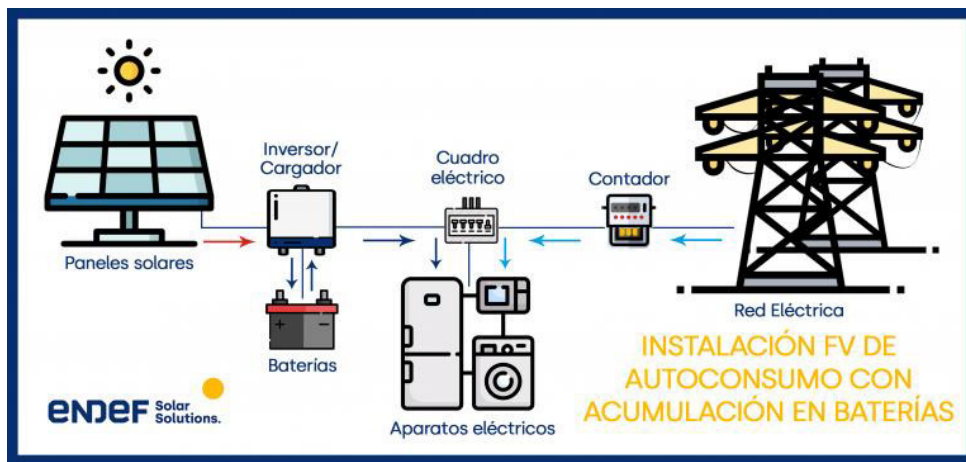


Figura 16. Instalación FV de autoconsumo con acumulación de baterías

9.3.2 Instalación solar aisladas de la red

Este tipo de instalaciones no se encuentran conectadas a la red eléctrica. La generación de la energía por la instalación se consume en el mismo punto en el que se encuentra la instalación lo que evita la dependencia de la red.

Como los casos anteriores, esta incluye un inversor cargador, pero se añade un grupo electrógeno que permite almacenar la energía para ser utilizada en los momentos en los que no haya radiación solar, por lo que el diseño de esta debe tener en cuenta si estos factores permiten aguantar algunos días sin recibir dicha radiación. Esto hace que el coste y dimensión de la instalación se incremente.

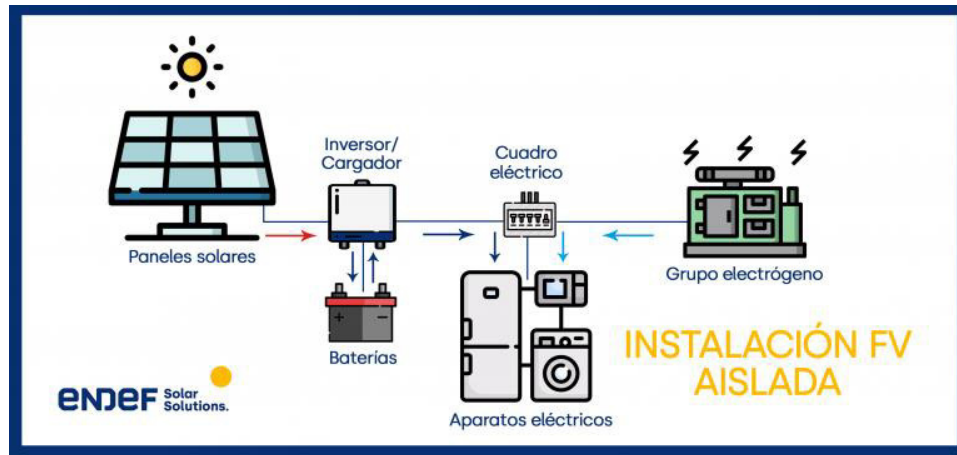


Figura 17. Instalación FV de autoconsumo aislada de la red

9.3.3 Tipo de instalación escogida

Analizando los diferentes tipos de instalaciones solares, se concluye que la instalación solar de este proyecto será la conectada a la red con compensación.

Al ser una industria con una potencia consumida inferior a 100 kW se puede acoger a las subvenciones que tiene el estado, y recibir descuentos en la factura de la luz, venderla a la red o tener derecho a reclamar la potencia de la red.

Gracias al estudio energético y económico, se puede ver la viabilidad que tiene este con respecto a las otras, por ejemplo, si se decidiese por acumular la energía en baterías, saldría más costoso por el aumento de material y la inversión tardaría más tiempo en ser amortizada. Hablando de las demás, aislar la instalación de la red no asegura que esta sea capaz de soportar el consumo de la empresa por lo que requeriría energía de la red.

9.4 Módulos fotovoltaicos

Los módulos o placas solares son utilizados para generar energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, explicado anteriormente.

Utilizando una base de variación de silicio, por lo que sus diferencias entre los tipos placas solares se basan en la distribución, composición y dureza del metal. Cuanto más puro sea el silicio, mejor alineadas están sus partículas, y mejor convierte la energía solar en electricidad.

Para el presente proyecto se evaluarán los tres tipos de módulos fotovoltaicos que hay en el mercado:

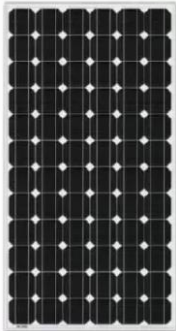

IMAGEN	NOMBRE Y DESCRIPCIÓN
	<p style="text-align: center;">Monocrystalinos</p> <p>Son paneles con celdas monocristalinas que se fabrican con bloques de silicio, con forma cilíndrica, para después recortar los cuatro lados para hacer láminas de silicio. Dando un aspecto característico, fácil de reconocer por su coloración negra y uniforme, indicando alta pureza en silicio. Su rendimiento puede llegar a oscilar entre un 17 - 24%. Se diferencian de los policristalinos por su forma curvada y la su composición del cristal de silicio.</p>
	<p style="text-align: center;">Policristalinos</p> <p>En este tipo de panel solar el silicio en bruto se funde y se vierte en un molde cuadrado, después este se enfría y se corta en laminas perfectamente cuadradas. Dando una ventaja con respecto a las monocristalinas partes de un proceso de producción de menor coste. Su rendimiento puede llegar a hasta el 16%, debido a que tienen menor tolerancia al calor teniendo menor eficiencia que el monocristalino.</p>
	<p style="text-align: center;">Amorfos o de capa fina</p> <p>Teniendo varias capas de material fotovoltaico base. Fabricado depositando poco material semiconductor (así reduciendo costos de producción) para ser paneles rígidos que se utilicen en exteriores. Se comporta bien en altas temperaturas y comparadas con otros su precio es más bajo, pero su rendimiento es menor de entre un 7 -13%.</p>

Tabla 3. Tipos de paneles solares

9.4.1 Modulo fotovoltaico escogido

Para escoger apropiadamente el tipo de modulo seleccionado se debe tener en cuenta las condiciones que se tiene en el proyecto.

Primero según su fabricación, las grandes industrias suelen utilizar los monocristalinos o los policristalinos. Ahora bien, si se compara ambos paneles con la información de la tabla anterior se tiene que los monocristalinos son mejores en cuanto a rendimiento y a producción. Por lo que se escogerá una base de monocristalino para el módulo solar.

Seguidamente, se debe evaluar las condiciones del mercado para escoger el modelo más conveniente. Para ello debemos tener en cuenta, los siguientes aspectos para hacer un análisis y comparativa:

- Rendimiento.
- Potencia de salida en Wp.
- Datos eléctricos nominales.
- Coeficiente de temperatura.
- Tensión de salida.

Teniendo esto en consideración, se verá una lista de modelos que se tuvieron en cuenta a la hora de realizar el dimensionamiento de la instalación.



IMAGEN	MODELO Y CARACTERÍSTICAS
	<p style="text-align: center;">JAM72S30 525/MR/1500V</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia máxima (Pmax): 525 Wp - Tensión de circuito abierto (Voc): 49,15 V - Tensión de alimentación máxima (Vmp): 41,15 V - Corriente de cortocircuito (Isc): 13,65 A - Corriente de alimentación máxima (Imp): 12,76 A - Eficiencia del módulo: 20,3 % - Temperatura de funcionamiento: -40 °C - +85 °C - Coeficiente de temperatura: 0,35%/°C
	<p style="text-align: center;">HMD-2256-7M144HCA</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia máxima (Pmax): 525 Wp - Tensión de circuito abierto (Voc): 49 V - Tensión de alimentación máxima (Vmp): 40,8 V - Corriente de cortocircuito (Isc): 13,74 A - Corriente de alimentación máxima (Imp): 12,8 A - Eficiencia del módulo: 20 % - Temperatura de funcionamiento: -40 °C - +85 °C - Coeficiente de temperatura: 0,37%/°C

Tabla 4. Comparativa de diferentes modelos de paneles solares

Finalmente, el módulo solar escogido es la placa solar **JAM72S30 525/MR/1500V** presentado mejores especificaciones tanto eléctricas como de rendimiento, aunque la diferencia sea mínima, si se colocan varias de estas placas, puede suponer la diferencia en la eficiencia de la energía. Teniendo un total de 84 placas solares para la instalación.

En cuanto a su precio presentan una diferencia de unos 12,6 €, por lo que se puede asegurar que tiene una rentabilidad técnico-económica, poseyendo todos los certificados y normativa vigente, así como una garantía de 12 a 25 años.

9.5 Inversor

Un inversor es un convertidor de corriente encargado de convertir la corriente continua producida por los paneles solares en energía útil para el consumo diario. Su objetivo es también, optimizar la producción fotovoltaica de la instalación solar, para aprovechar el mayor rendimiento de cada uno de los paneles del sistema de autoconsumo.

Un inversor solar debe cumplir con estos tres requisitos mínimos:

- **Potencia máxima:** La cantidad de energía máxima que puede transformar.
- **Registro de datos:** Debe recoger los datos para verificar su correcto funcionamiento.
- **Sistemas de protección:** Deben tener un sistema capaz de detener la producción en caso de falla eléctrica o atmosférica.

Para el presente proyecto se evaluarán los tipos de inversores solares para instalaciones conectadas a la red que hay en el mercado. Estos dispositivos tienen como función adaptar la energía de las placas a las necesidades de la red convencional:

- **Inversores string:** Conocido como inversor de cadena o centralizado estándar, en el que cada panel se conecta en serie y la energía se envía a un único inversor. Siendo estos más económicos, fácil disponibilidad y mantenimiento sencillo.
- **Micro inversor:** Conocido como inversor distribuido, en el que se instala un inversor en cada uno de los paneles. Siendo ideal para instalaciones con placas diferentes, permite revisar el rendimiento de cada placa y ampliar la instalación, a un costo más elevado.
- **Inversor híbrido:** Permiten la gestión de la energía de las baterías solares y a la vez inyecta los excedentes de la energía a la red.

9.5.1 Inversor escogido

Teniendo en cuenta la información anterior se puede observar que para la instalación será óptimo escoger un Inversor String, ya que tenemos una potencia grande y el hecho de gastar más dinero para las otras opciones no sería rentable a largo y corto plazo.

Ahora bien, se debe evaluar las condiciones del mercado para escoger el modelo más conveniente. Para ello debemos tener en cuenta, los siguientes aspectos para hacer un análisis y comparativa:

- La potencia de salida.
- Número de entradas y salidas.
- La calidad del inversor.
- Características eléctricas del dispositivo (entrada y salida).
- Rangos de operación.

Teniendo esto en consideración, se verá una lista de modelos que se tuvieron en cuenta a la hora de realizar el dimensionamiento de la instalación.



IMAGEN	MODELO Y CARACTERÍSTICAS
	<p style="text-align: center;">Huawei SUN200-40KTL-M3</p> <p>Entrada (DC):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de entradas: 8 - Número de MPPTs: 4 - Intensidad de entrada máxima por MPPT: 26 A - Intensidad de cortocircuito máxima: 40 A - Tensión máxima de entrada: 1100 V - Rango de tensión de operación: 200 V / 1000 V <p>Salida (AC):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia nominal: 40 kW - Intensidad nominal de salida: 57,8 A - Máxima intensidad de salida: 63,8 A
	<p style="text-align: center;">Solis S5-GC(40)K</p> <p>Entrada (DC):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Número de entradas: 8 - Número de MPPTs: 4 - Intensidad de entrada máxima por MPPT: 32 A - Intensidad de cortocircuito máxima: 40 A - Tensión máxima de entrada: 1100 V - Rango de tensión de operación: 200 V / 1000 V <p>Salida (AC):</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencia nominal: 40 kW - Intensidad nominal de salida: 60,8 A - Máxima intensidad de salida: 66,9 A

Tabla 5. Comparativa de diferentes modelos de inversores

Finalmente, la opción escogida será de la marca Huawei **SUN200-40KTL-M3**, aunque cuentan con características similares, se tuvo en cuenta el factor del rendimiento y características eléctricas, debido a que este presenta menos valores para no comprometer la integridad de las placas que irán conectados al inversor.

La diferencia económica es de unos 934€, y gracias a la herramienta PVsyst se ha podido hacer una comparación en simulación y arrojaba que el modelo escogido era compatible eléctricamente. Para la otra opción, ya que no se encuentra en la base de datos del programa, se ha escogido uno con especificaciones similares para poder hacer un análisis comparativo, dando como resultado, que la primera opción es siendo la más eficiente.

9.6 Soportes

Las estructuras o soportes para paneles solares son las piezas que definen la orientación que tendrán las distintas placas solares, dependiendo del tipo de instalación, en este caso, industrial, así como de la potencia, número de módulos a colocar y emplazamiento. Estos soportes deben proporcionar una sujeción firme y la orientación de los paneles para así aprovechar al máximo los rayos del Sol.


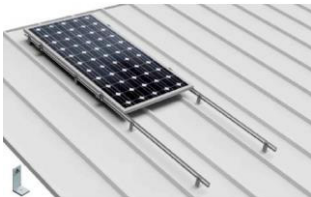
Los soportes deben estar fabricados con materiales muy resistentes que aguanten las altas temperaturas, ya que permanecerán durante años al aire libre:

- **Aluminio:** Resultan ser ligeros.
- **Acero galvanizado inoxidable:** Para asegurar la resistencia y durabilidad.
- **Hormigón:** Poco comunes sobre cubiertas.

Estos deben estar pensados para aprovechar al máximo el suelo donde irán fijados, por lo que realizar un análisis de la cubierta, es primordial a la hora de escoger un tipo de soporte en concreto.

9.7 Tipos de soportes

Existe una variedad de soportes para paneles solares que pueden variar en función de la ubicación, aspecto y características de la estructura. La mayoría vienen inclinación predeterminada o regulable.

IMAGEN	NOMBRE Y DESCRIPCIÓN
	<p style="text-align: center;">Soporte para cubiertas planas</p> <p>Se instalan en el suelo o sobre una cubierta plana. Estos pueden ser de estructura individual o con triángulo inclinado.</p> <p>Individual: Diseñados para terrazas o tejados, con orientación horizontal, ideal para pequeñas cantidades de paneles solares.</p> <p>Triángulo inclinado: Diseñados para terrazas o tejados, con orientación vertical, económicos y para mayor capacidad de paneles solares</p>
	<p style="text-align: center;">Soportes para cubiertas coplanares</p> <p>Pensados para instalarse en cubiertas inclinadas, como tejado a dos aguas de tejas, teniendo una variante con estructura coplanar, utilizado para las superficies inclinadas, adaptándose al tejado y mantienen la inclinación necesaria, sencillos, prácticos y no generan impacto visual.</p>


Soportes solares móviles	
	<p>Es el más moderno, tiene un funcionamiento complejo, ya que cuentan con ejes móviles y con sensores que se encargan de seguir el movimiento del sol, aprovechando al máximo la radiación solar para generar energía. Sin embargo, su utilización requiere un consumo eléctrico y mantenimiento mayor.</p>

Tabla 6. Tipos de soportes para placas solares

9.7.1 Soporte escogido

Una vez analizado los diferentes tipos de soportes y su material, así como tener en cuenta el techo de la nave industrial. Esta posee menos de 15 años por lo que se debe asegurar una carga estructural que soportará el peso de los paneles sin problema alguno. El tipo de techo es de material de chapa de acero, por lo que el soporte es ideal y se amolda a la cubierta de la nave.

Se ha escogido un soporte con las siguientes características de la marca *Sunfer* en concreto el modelo 24H, con las siguientes características.

- Soporte inclinado para cubierta de chapa.
- Soporte premontado.
- Disposición de los módulos horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm.
- Inclinación estándar de 30°.



Figura 18. Soporte seleccionado

Finalmente habrá un total de 42 kits de doble panel solar para poner sobre la cubierta de la nave industrial, para sostener 84 placas de manera horizontal.

10. Resultados Finales

Recapitulando y como resultado final tenemos que la instalación solar fotovoltaica para la industria de autoconsumo tendrá los siguientes componentes:

- 84 módulos solares **JAM72S30 525/MR/1500V** de 525 Wp.
- 1 inversor solar **SUN200-40KTL-M3** de 40 kW.
- 42 kits de soportes inclinados para cubierta de chapa y con disposición horizontal de la marca *Sunfer*, modelo 24H.

En el Anexo de Cálculos, se puede observar la comprobación y dimensionamiento de toda la instalación solar fotovoltaica. Tanto el cableado y protecciones necesarias se mencionan de manera detallada en dicho capítulo.

Finalmente, se tiene los siguientes resultados del estudio energético y económico para comprobar la viabilidad que tiene el presente proyecto.

	BALANCE ENERGÉTICO (kWh)	COSTE CON FV (€)	AHORRO MENSUAL (€)
ENERO	334,25	99,89	753,33
FEBRERO	1993,73	595,83	988,98
MARZO	22,22	6,64	1555,45
ABRIL	-720,13	-215,21	1853,51
MAYO	-2596,75	-776,04	2235,92
JUNIO	-3626,80	-1083,87	2349,20
JULIO	-3438,80	-1027,69	2374,60
AGOSTO	-2669,82	-797,88	2049,76
SEPTIEMBRE	-785,22	-234,66	1534,96
OCTUBRE	1413,25	422,35	1145,42
NOVIEMBRE	2747,52	821,10	759,22
DICIEMBRE	1413,25	422,35	642,45
TOTAL	-3338,69	-1767,19	18242,79

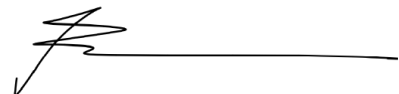
Tabla 7. Balance energético y económico final

Con un ahorro anual de 18.242,79€ y un presupuesto de 64.288,94 €, el presente proyecto es viable, teniendo una amortización de la inversión de 4 años, cumpliendo con los objetivos que se mencionan al inicio, estudiar y diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo para una industria.

11. Conclusiones

La necesidad del sector industrial hacia un futuro más sostenible a servido de inspiración para la realización del presente Trabajo de Fin de Grado de Ingeniería Eléctrica. Resaltando los siguientes puntos:

- La instalación fotovoltaica ha demostrado ser una opción viable y beneficiosa para las industrias. Proporciona una fuente de energía renovable, reduciendo la dependencia de fuentes convencionales y disminuyendo los costos de electricidad a largo plazo. Además, contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y fomenta la sostenibilidad.
- Mediante el análisis económico del proyecto, se ha determinado que la instalación fotovoltaica de autoconsumo resulta rentable en el tiempo. Los ahorros generados por la generación de energía solar y la reducción de la factura eléctrica compensan la inversión inicial, ofreciendo un retorno de la inversión favorable.
- La instalación fotovoltaica de autoconsumo brinda a la industria una mayor autonomía energética. Al generar electricidad in situ, se reduce la dependencia de la red eléctrica externa, lo que a su vez garantiza un suministro más estable y confiable, especialmente en situaciones de cortes o fluctuaciones en el suministro eléctrico.
- Durante el desarrollo del proyecto, se ha demostrado la importancia de considerar los aspectos técnicos y el diseño adecuado de la instalación fotovoltaica. La selección de los paneles solares, inversores, cables y otros componentes, así como la ubicación y orientación adecuadas de los paneles, son cruciales para optimizar el rendimiento y la eficiencia del sistema.
- Se ha destacado la importancia de cumplir con las normativas y regulaciones relacionadas con la instalación fotovoltaica de autoconsumo. Esto incluye aspectos como los requisitos de conexión a la red, así como las normas de seguridad y protección eléctrica.
- Con base en la experiencia adquirida durante el desarrollo de este proyecto, se pueden hacer recomendaciones para futuras instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en la industria.
- Esto puede incluir aspectos como la optimización del diseño, la implementación de sistemas de monitoreo y gestión energética, y la exploración de tecnologías emergentes en el campo de la energía solar.
- Finalmente, la oportunidad de estudiar el campo de las energías renovables ha despertado un interés al autor, que enfocará sus próximos estudios en el sector de la industria.



Juan Felipe Gil Ruiz

Tarragona, junio de 2023

Anexo de Cálculos

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Anexo de Cálculos

1. Análisis energético

Para realizar una instalación eléctrica en baja tensión se debe tener en cuenta la previsión de carga o el consumo eléctrico que tiene el edificio donde se desea hacer dicha instalación.

Se debe realizar dicho cálculo de forma que cumpla con la normativa específica del *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)*, en concreto en la *ITC-BT-10* “previsión de cargas para suministros de baja tensión”

Como se podrá observar más adelante, el tipo de suministro de energía será trifásico, ya que se tiene una potencia mayor de 14,49 kW. La empresa no contribuye más potencia en monofásico para no tener un desequilibrio considerable entre las fases.

Según la *ITC-BT-10*, la demanda de potencia determinará la carga a prever considerando un mínimo de 125 W por metro cuadrado y planta, con un mínimo por local de 10.350 W a 230 V y con coeficiente de simultaneidad de 1.

Con este cálculo se pueden determinar los posteriores cálculos de valores nominales de los componentes que la forman y las secciones de los conductores.

Para analizar el consumo eléctrico de la industria se han recolectado los datos de consumo de esta a lo largo del año 2022, mediante las facturas de luz que han sido proporcionadas por la empresa. Gracias a ellas se ha podido determinar que la tarifa de acceso contratada es de 3,0 A, que tiene tres periodos tarifarios de discriminación horaria, los cuales se explican a continuación:

Según las horas del día de mayor o menor consumo eléctrico, así como el coste de la producción de energía, en este caso la empresa distribuidora Endesa, agrupa los horarios de luz en las 24 horas del día, en 3 franjas horarias:

- **P1: Horario punta:** se distribuye en 2 franjas horarias de lunes a viernes:
 - 10h a 14h en la mañana/tarde.
 - 18 a 20h en la tarde/noche.

Es el periodo donde la tarifa de la luz es más costosa.

- **P2: Horario llano:** se distribuye en 3 franjas horarias de lunes a viernes:
 - 08h a 10h en la mañana.
 - 14h a 18h en la tarde.
 - 22 a 00h en la noche.

Es el periodo donde el precio de la luz es moderado/intermedio.

- **P3: Horario valle:** abarca desde las 00h a las 08h entre semana, durante los fines de semanas y los festivos. Es el periodo donde el precio del kWh es más barato.

Periodo	Horario de lunes a viernes	Horario fines de semana y festivos
Horas Valle	00h a 08 h	24 horas
Horario Llano	08h a 10h, 14h a 18h y de 22h a 00h	-
Horas Punta	10h a 14h y de 18h a 22h	-

Tabla 8. Resumen de periodos tarifarios - Fuente: Endesa

Teniendo esto en consideración, el periodo de facturación tiene una potencia contratada diferente:

- P1. Horas punta: **29 kW.**
- P2. Horas llano: **31 kW.**
- P3. Horas valle: **41 kW.**

Recopilando los consumos a lo largo del año 2022 de la empresa dividido en los meses del año, obtenemos que:

	POTENCIA CONSUMIDA 2022 (kWh)
ENERO	2855
FEBRERO	5303
MARZO	5227
ABRIL	5482
MAYO	4885
JUNIO	4234
JULIO	4507
AGOSTO	4189
SEPTIEMBRE	4351
OCTUBRE	5246
NOVIEMBRE	5288
DICIEMBRE	3563
TOTAL	55130

Tabla 9. Potencia consumida en 2022 (kWh)

Vemos que el consumo en 2022 tuvo picos de alto y bajo consumo, siendo los meses de abril y febrero donde se consumió mayor energía, debido a la producción, oferta y demanda de la empresa metalúrgica. A continuación, se puede observar la gráfica correspondiente para entender el flujo de consumo de la industria.

Gracias a los datos obtenemos el siguiente gráfico:

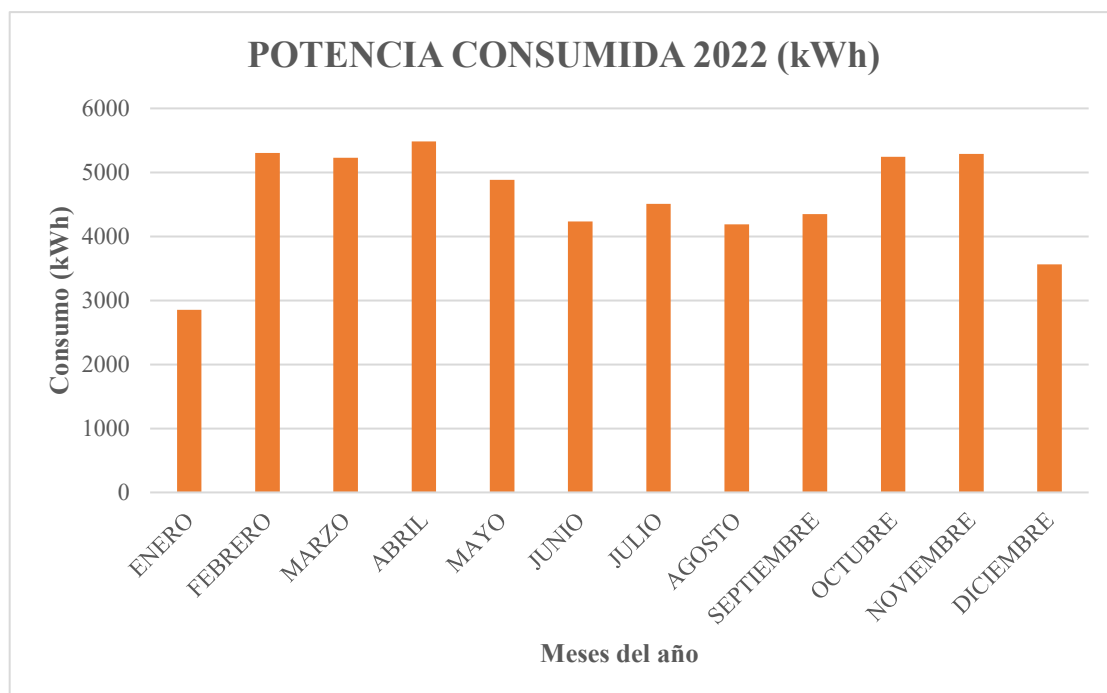


Figura 19. Gráfico de la potencia consumida en 2022

Si se mira detalladamente los periodos tarifarios, recolectados en las facturas de la empresa obtenemos los siguientes datos:

	CONSUMO POR PERIODO TARIFARIO (kWh)		
	PUNTA	LLANO	VALLE
ENERO	395	2010	450
FEBRERO	750	4130	423
MARZO	645	4013	569
ABRIL	830	3789	863
MAYO	1089	2899	897
JUNIO	1026	2450	758
JULIO	1154	2897	456
AGOSTO	1123	2560	506
SEPTIEMBRE	1045	2896	410
OCTUBRE	1230	3362	654
NOVIEMBRE	556	3652	1080
DICIEMBRE	489	2509	565
TOTAL	10332	37167	7631

Tabla 10. Potencia consumida por periodo tarifario en 2022

Donde obtenemos el siguiente gráfico:

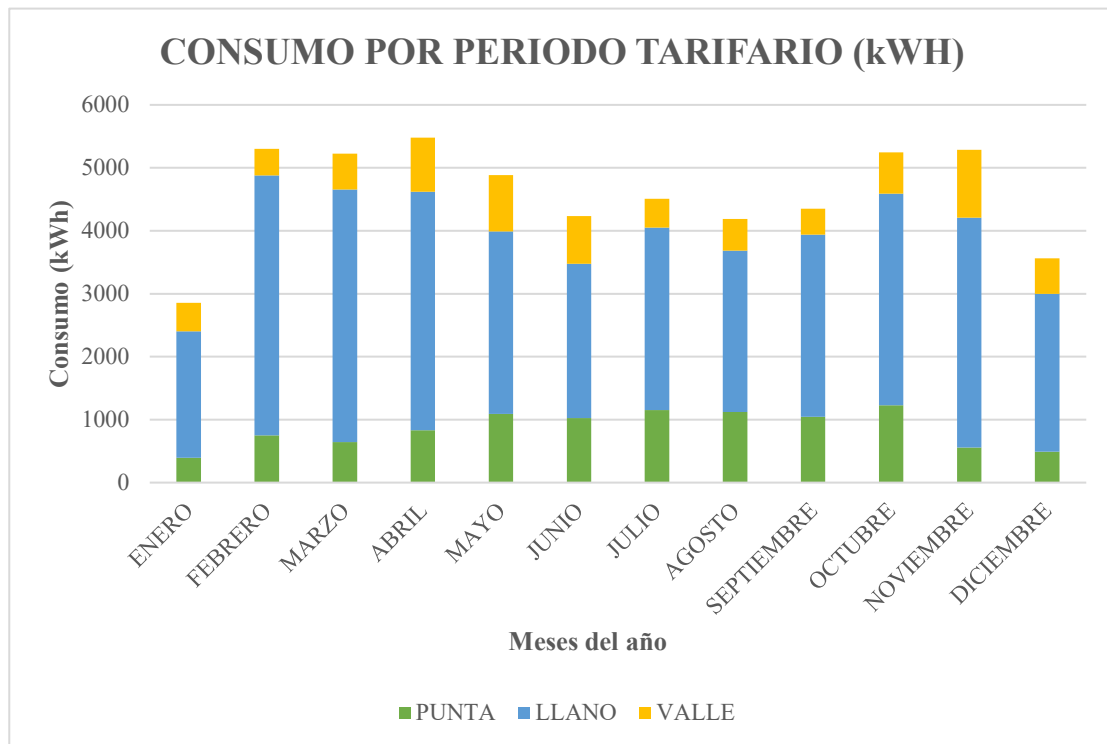


Figura 20. Gráfico de la potencia consumida por periodo tarifario en 2022

Gracias a los datos obtenidos se puede sacar la conclusión que, para los meses de febrero, marzo y abril, el consumo de la empresa es elevado, es decir que en la primavera la industria tiene un gasto de energía mayor por las actividades que realiza.

Analizando las gráficas de las potencias consumidas se pueden sacar una serie de porcentajes de consumo en los periodos tarifarios con respecto del total producido en el 2022:

PORCENTAJE DE CONSUMO (%)	
P1. PUNTA	18,74
P2. LLANO	67,42
P3. VALLE	13,84

Tabla 11. Porcentaje de consumo por tarifa en 2022

Se concluye que el mayor consumo se produce en las horas llano con un 67,42% del total de kWh y, por otra parte, las horas punta y llano representan un 18,74% y 13,84% respectivamente. Mediante este balance se determina que las horas de mayor funcionamiento de la nave industrial, así como su consumo genérico de luz, equipos y maquinaria, están entre las **08h** y las **18h** (franja de horario llano), siendo el horario habitual de la empresa.

Teniendo esto en cuenta, es indispensable para el estudio de producción y previsión de carga, conocer las horas de producción de energía y consumo eléctrico requeridas, así también, para el estudio económico posterior debido a los precios que tiene cada periodo.

2. Diseño de la instalación

El objetivo del proyecto es el diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica para autoconsumo de una empresa, para esto es necesario generar la mayor potencia posible para contrarrestar el consumo de la industria.

Existen una serie de puntos a considerar para empezar a diseñar la instalación:

- La energía solar supone una considerable dificultad a la hora de controlarla ya que puede variar según la hora, día o mes del año, por lo que un correcto emplazamiento y distancia entre ellos es indispensable para tener una producción de energía más eficiente.
- Teniendo en consideración el punto anterior, la inclinación de los módulos fotovoltaicos es necesario para aprovechar todos los rayos solares, por lo que es importante calcular el ángulo de inclinación de estos dependiendo de los momentos del año.
- Los componentes de la instalación deben ser los óptimos de acuerdo con las características y demanda de la industria, ya que una mala elección de estos puede suponer pérdidas de producción, así como pérdidas económicas debido a recambios o reparaciones innecesarias.
- Los cables, conductores y demás conexiones eléctricas deberán ser calculados siguiendo la normativa vigente, *UNE*, *REBT*, *CTE*, etc. Siendo precisos según el tipo de instalación para autoconsumo seleccionada.
- Una vez se dispone de la información técnica final de la instalación, será necesario realizar un estudio económico para comprobar su viabilidad para autoconsumo.

Desenvolviendo los diferentes puntos mencionados anteriormente, se realizan los cálculos para la instalación fotovoltaica

2.1 Emplazamiento

La instalación estará ubicada en el techo de una nave industrial que se dedica a la metalurgia, por lo que su consumo suele ser constante en sus horarios habituales de trabajo, de 08h de la mañana hasta las 18h de la tarde.

El techo de la industria está dividido en dos cubiertas de 16 metros de ancho con una inclinación de un 5% cada una, siguiendo la normativa del *Código Técnico de Edificación (CTE)*. La nave industrial dispone de una serie de tragaluces o ventanas de techo para la iluminación interior de la empresa, por lo que la distribución de los módulos fotovoltaicos se hará en medio de estos espacios. Además de disponer de un extractor para ventilación.

En la *Figura 21*. Vista en planta de la nave industrial se muestra la vista en planta para entender el emplazamiento de la nave industrial y las características espaciales del techo (para mayor detalle ver *Plano 2*).



Figura 21. Vista en planta de la nave industrial

Una vez visto el emplazamiento de la instalación fotovoltaica, se calcula las dimensiones de superficie de la cubierta:

$$\text{Superficie total} = \text{Longitud techo} \cdot \text{Ancho techo} \quad (1)$$

Sabemos que la anchura del techo es la distancia sobre el coseno de la inclinación del 5% que indica el *CTE* que tiene en cada cubierta:

$$\text{Ancho del techo} = \left(\frac{\text{distancia del techo}}{\cos(\text{inclinación})} \cdot n^{\circ} \text{ decubiertas} \right) \quad (2)$$

$$\text{Ancho del techo} = \left(\frac{16 \text{ m}}{\cos(5)} \cdot 2 \right) = 32,12 \text{ m} \quad (3)$$

La planta no es completamente rectangular, por lo que calculamos el recorte:

$$\text{Superficie del recorte} = \left(\frac{10}{\cos(5)} \cdot 5,91 \right) \text{ m}^2 = 59,32 \text{ m}^2 \quad (4)$$

Ahora que tenemos el ancho del techo y sabiendo la longitud que tiene de extremo derecho a izquierdo en ambas cubiertas, restando la superficie del recorte.

$$\text{Superficie parcial} = (76,35 \text{ m} \cdot 32,12 \text{ m}) = (2452,36 - 59,32) \text{ m}^2 \quad (5)$$

$$\text{Superficie total} = \mathbf{2393,04 \text{ m}^2} \quad (6)$$

2.2 Emplazamiento utilizado

Sabemos que no toda la superficie total calculada anteriormente será utilizada para la instalación fotovoltaica, debido a la existencia de los ventanales del techo de la industria y al hecho de que no es totalmente rectangular, además se puede observar un pequeño extractor que también se tendrá en cuenta.

El espacio que ocupa las ventanas es de 1,25 metros mientras que la parte de en medio, que une ambas cubiertas, es de 1 metro, dato que se ha restado en la ecuación 3 de la anchura total de la planta. Finalmente existen dos espacios no acotados en la figura de 1,25 m que no serán utilizados.

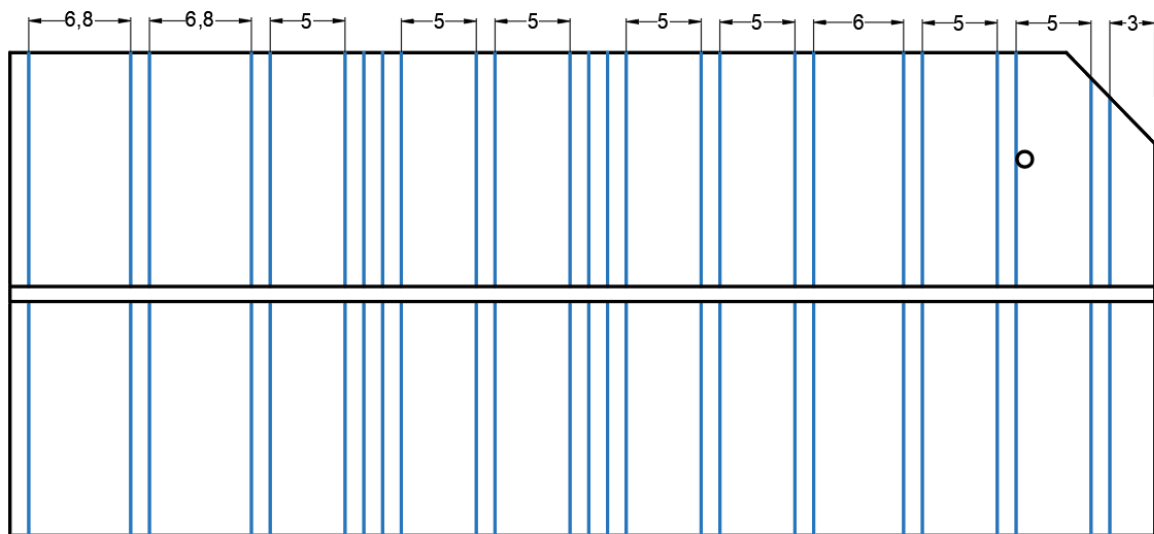


Figura 22. Disposición del techo de la nave industrial

Como se puede observar, el espacio que hay entre las ventanas y el techo no es uniforme, por lo que el emplazamiento de los módulos se hará en las áreas de 3, 5, 6 y 6,8 metros en ambas cubiertas.

Sabiendo esto se puede calcular la superficie útil con las siguientes expresiones:

$$\text{Superficie útil} = \text{Superficie total} - \text{Superficie ocupada} \quad (7)$$

$$\text{Superficie ocupada} = \text{Ventanas} + \text{Extractor} + \text{Área no útil} \quad (8)$$

$$\text{Ventanas} = (1,25 \cdot 32,12) \text{ m}^2 \cdot 13 \text{ pares de ventanas} = 521,95 \text{ m}^2 \quad (9)$$

$$\text{Extractor} = (1 \cdot 1,30) \text{ m}^2 = 1,30 \text{ m}^2 \quad (10)$$

$$\text{Área no útil} = (1,25 \cdot 32,12) \text{ m}^2 \cdot 2 = 80,3 \text{ m}^2 \quad (11)$$

$$\text{Superficie ocupada} = (521,95 + 1,30 + 80,3) \text{ m}^2 = \mathbf{603,55 \text{ m}^2} \quad (12)$$

$$\text{Superficie útil} = (2393,04 - 603,55) \text{ m}^2 = \mathbf{1789,49 \text{ m}^2} \quad (13)$$

3. Componentes de la instalación fotovoltaica

Gracias a los cálculos del emplazamiento se puede realizar el diseño de la instalación fotovoltaica para tener la mayor eficiencia posible de autoconsumo. Esta tiene una serie de componentes, que son el módulo solar, inversor, soportes y cableado.

3.1 Módulo fotovoltaico

Como se indica en la memoria descriptiva del presente proyecto el panel solar seleccionado tiene las siguientes características:

Módulo fotovoltaico seleccionado:

- Modelo: **JAM72S30 525/MR/1500V**
- Potencia máxima (Pmax): **525 Wp**
- Tensión de circuito abierto (Voc): **49,15 V**
- Tensión de alimentación máxima (Vmp): **41,15 V**
- Corriente de cortocircuito (Isc): **13,65 A**
- Corriente de alimentación máxima (Imp): **12,76 A**
- Eficiencia del módulo: **20,3 %**
- Temperatura de funcionamiento: **-40 °C - +85 °C**
- Dimensiones: **2279 x 1134 x 35 (±2) mm**

Para que el módulo escogido sea el óptimo debe tener una orientación e inclinación adecuados, por lo que a continuación se calculará la orientación y el ángulo de inclinación necesario.

Posteriormente se calcula la distribución que tendrá los módulos en el techo de las cubiertas para tener una mayor producción de energía.

3.1.1 Orientación del módulo fotovoltaico

Uno de los puntos importantes para realizar una correcta instalación fotovoltaica es la orientación de los paneles solares. Teniendo en cuenta que los módulos solares son más eficaces cuando los rayos del Sol son perpendiculares a sus superficies. Debido a esto, España al estar ubicado el hemisferio norte, la mejor orientación de los paneles es directamente hacia el **sur**.

Se requiere que la orientación hacia el sur de los paneles sea la adecuada, por lo que se tendrá en cuenta el ángulo azimutal². En la *Figura 23* se muestra la orientación del ángulo azimutal (α).

² Ángulo azimutal: es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano (norte o sur) del lugar.

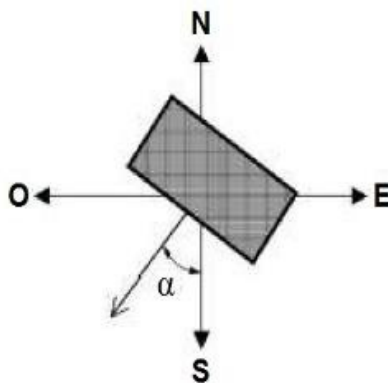


Figura 23. Representación de ángulo azimutal de un panel solar

Para saber dicho ángulo se utilizan las herramientas AutoCAD y Google Earth. Se toma captura del emplazamiento, es decir, la vista en planta de la nave industrial como se muestra en la *Figura 22*, después trazando una recta se mide el ángulo con respecto a la planta y dirección sur de la cruceta, como se muestra a continuación:

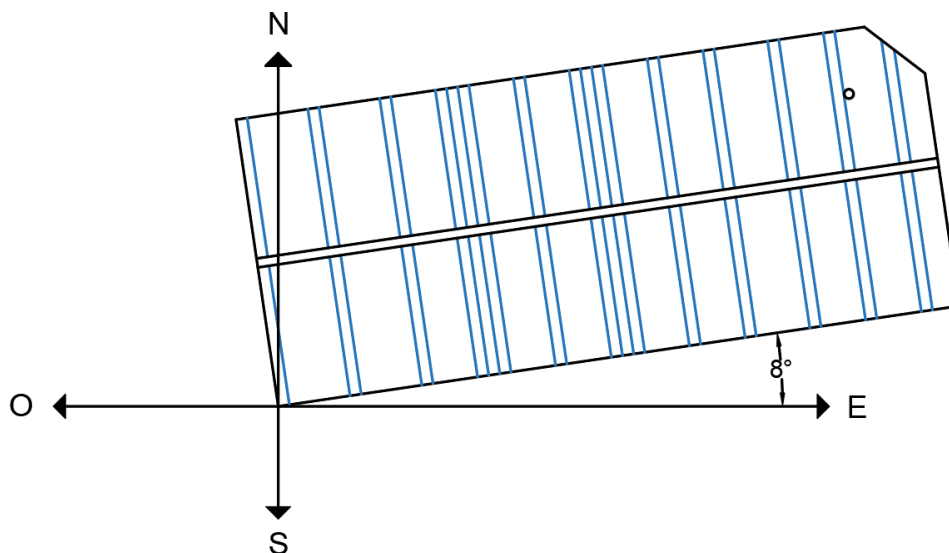


Figura 24. Ángulo azimutal del emplazamiento de la nave industrial

Como se puede observar en la *Figura 24* el ángulo azimutal del emplazamiento es de -8° hacia el sur, por tanto, los paneles solares estarán orientados ligeramente con respecto al sur dicho valor para que los rayos del Sol sean perpendiculares a la superficie del techo.

3.1.2 *Inclinación del módulo fotovoltaico*

La inclinación de los paneles solares es un aspecto primordial a la hora de diseñar una instalación fotovoltaica, ya que permite garantizar el mayor aprovechamiento de los rayos solares que inciden en los módulos, siendo lo más perpendicular posible.

La inclinación óptima de los paneles se verá condicionada por dos factores:

- La latitud del lugar geográfico en el que se encuentra la instalación fotovoltaica.
- La época del año donde haya un mayor consumo energético de la industria.

La nave industrial se encuentra en Tarragona y tiene una latitud de $41,13^\circ$ donde la máxima producción de energía debe obtenerse al mediodía, cuando el Sol está en su altura más alta en el horizonte. Dependiendo de la época del año, existe un día del año en el que hay menos horas de luz y otro día que existen menos horas solares, es decir, los rayos solares serán más o menos perpendiculares. Esos días son:

- 21 de junio o solsticio de verano.
- 21 de diciembre o solsticio de invierno.

Según la latitud donde se encuentra la instalación, la altura máxima y mínima en un año del Sol al mediodía puede variar, por lo que se calcula los ángulos necesarios para las épocas mencionadas anteriormente para así aprovechar al máximo los rayos solares. En la *Figura 25* se muestra la trayectoria que tiene el sol a lo largo del año.



Figura 25. Trayectoria del sol a lo largo del año

Cálculo de la altura máxima del Sol a mediodía (solsticio de verano)

Para calcular el ángulo de inclinación necesario de los paneles en el solsticio de verano al mediodía o la altura máxima del Sol, que llamaremos β , se utiliza las siguientes expresiones:

$$\beta = 90 - \alpha \quad (14)$$

$$\alpha = 90 - (l - \theta) \quad (15)$$

Donde

- β : Ángulo de inclinación de los paneles.
- α : Ángulo de la culminación del Sol.
- l : Latitud del emplazamiento.
- θ : Ángulo de inclinación de la Tierra.

$$\alpha = [90 - (41,13 - 23)]^\circ \quad (16)$$

$$\alpha = 71,87^\circ \quad (17)$$

$$\beta = (90 - 71,87)^\circ \quad (18)$$

$$\beta = 18,13^\circ \quad (19)$$

El ángulo de culminación del Sol al mediodía en el solsticio de verano es de unos 71,87°, por tanto, para obtener el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica durante el 21 de junio, los módulos solares deben estar orientados hacia el sur e inclinados unos **18,13°**, por lo que estarán perfectamente perpendiculares a los rayos solares.

Cálculo de la altura mínima del Sol a mediodía (solsticio de invierno)

Para calcular el ángulo de inclinación necesario de los paneles en el solsticio de invierno al mediodía o la altura mínima del Sol, que llamaremos β , se utiliza las siguientes expresiones:

$$\beta = 90 - \alpha \quad (20)$$

$$\alpha = 90 - (1 + \theta) \quad (21)$$

$$\alpha = [90 - (41,13 + 23)]^\circ \quad (22)$$

$$\alpha = 25,87^\circ \quad (23)$$

$$\beta = (90 - 25,87)^\circ \quad (24)$$

$$\beta = 64,13^\circ \quad (25)$$

Similar al caso anterior el ángulo de culminación del Sol al mediodía en el solsticio de invierno es de unos 25,87°, por tanto, para obtener el máximo rendimiento de la instalación fotovoltaica durante el 21 de diciembre, los módulos solares deben estar orientados hacia el sur e inclinados unos **64,13°**.

Analizando los cálculos se puede concluir que para tener una mayor producción de energía solar en invierno se debe optar por una mayor inclinación, mientras que en el verano esta inclinación debe ser inferior para tener una elevada generación de energía.

Ahora que se tiene esto en cuenta, el mejor ángulo de inclinación para este sistema de autoconsumo debe satisfacer las necesidades energéticas de la industria, dependiendo de la época del año donde el consumo sea más elevado.

- Si se necesita un consumo constante en todo el año, la inclinación será la media entre la altura máxima y mínima del Sol en los solsticios.

$$\beta = \left(\frac{64,13 + 18,13}{2} \right)^\circ \quad (26)$$

$$\beta = 41,13^\circ \quad (27)$$

Este valor con respecto a la horizontal pretende tener un rendimiento aceptable a lo largo del año, coincidiendo con la latitud de la industria.

- Si se requiere un consumo exclusivo en la época de verano, la inclinación será la media entre la del consumo constante anual y la calculada en el solsticio de verano.

$$\beta = \left(\frac{41,13 + 18,13}{2} \right)^\circ \quad (28)$$

$$\beta = 29,63^\circ \quad (29)$$

La mejor inclinación es entre 18,13° y 29,63°. Si el consumo es más elevado en esta época del año la inclinación debe ser entre 18,13° y 41,13°.

- Si se requiere un consumo exclusivo en la época de invierno, la inclinación será la media entre la calculada en el solsticio de invierno y la del consumo constante anual.

$$\beta = \left(\frac{64,13 + 41,13}{2} \right)^\circ \quad (30)$$

$$\beta = 52,63^\circ \quad (31)$$

La mejor inclinación es entre 52,63° y 64,13°. Si el consumo es más elevado en esta época del año la inclinación debe ser entre 41,13° y 64,13°.

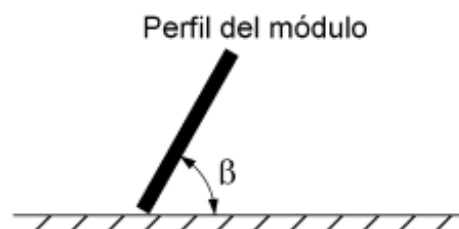


Figura 26. Ángulo de inclinación β de perfil del módulo

Una vez analizado los diferentes ángulos de inclinación para cada época del año, para elegir el óptimo, se debe estudiar las necesidades de la industria. Siendo una industria metalúrgica que se ocupa del procesamiento de los diferentes metales para la fabricación de artefactos pesados, requiere una gran utilización de máquinas eléctricas e iluminación; su consumo es elevado a lo largo de todo el año.

Gracias a los datos obtenidos del consumo en 2022, la empresa tuvo poco consumo de electricidad en verano, mientras que en invierno se elevó significativamente. Sin embargo, se sabe que en el periodo de verano existen más horas solares por lo que en este caso será óptimo escoger un valor de ángulo de inclinación que esté entre 18,13° y 41,13°. En la (29) vemos que un valor intermedio es de unos 29,13°.

Como resultado final, el ángulo de inclinación β seleccionado es de 30° orientado al **este**.

3.1.3 Distribución de los módulos solares

Para una correcta distribución de los módulos estas se deben agrupar en filas de paneles, por lo que puede que se genere sombras entre ellos en función de la posición del Sol y la distancia entre ellos. Además de tener en cuenta las medidas del panel seleccionado y la superficie útil para obtener un determinado número de módulos.

Ahora bien, para solucionar el problema de las sombras que hace que la producción de energía sea inferior, se debe corregir mediante los datos que proporciona el *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red de IDAE*.

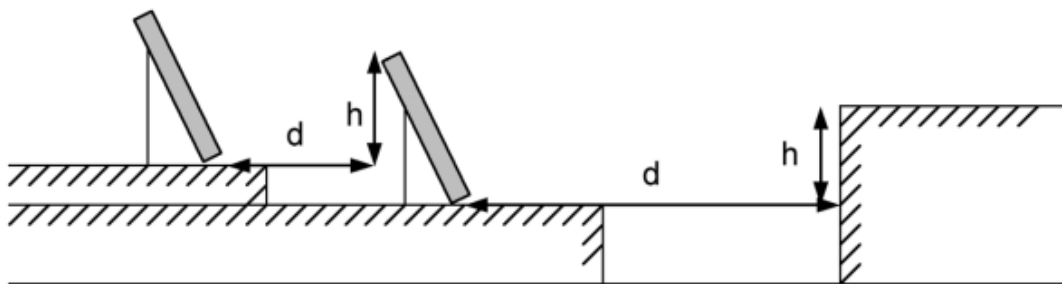


Figura 27. Representación gráfica de las distancias entre paneles. Fuente: IDAE.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre fila y fila de módulos, o entre fila y obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, es recomendable que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno³.

Se implementa la siguiente fórmula para calcular dicha distancia:

$$d \geq k \cdot h \quad (32)$$

$$k = \left(\frac{1}{\tan(61^\circ - l)} \right) \quad (33)$$

Donde:

- d : Distancia mínima (m)
- k : Factor adimensional.
- l : Latitud del emplazamiento ($^\circ$)
- h : Altura del obstáculo (m)

$$k = \left(\frac{1}{\tan(61 - 41,13)^\circ} \right) \quad (34)$$

³ Extracto sacado del Anexo 3, Apartado 5 del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red de IDAE.

$$k = 2,767 \quad (35)$$

$$d \geq 2,767 \cdot h \quad (36)$$

Con este valor se puede calcular la distancia entre los módulos y del único obstáculo existente en el techo, el extractor; para que no generen ningún tipo de sombras y no afecte al rendimiento de la instalación fotovoltaica.

a) Distancia entre módulos

La distancia entre los módulos se calcula siguiendo las siguientes ecuaciones teniendo en cuenta el ángulo de inclinación de 30° y la altura de los paneles solares.

$$h = \mu \cdot \text{sen}(\beta) \quad (37)$$

Donde:

- μ : longitud del módulo fotovoltaico (m).

$$h = 1,136 \text{ m} \cdot \text{sen}(30^\circ) \quad (38)$$

$$h = 0,5 \text{ m} \quad (39)$$

$$d \geq (2,767 \cdot 0,5) \text{ m} \quad (40)$$

$$\mathbf{d \geq 1,38 \text{ m}} \quad (41)$$

La distancia que tendrá cada fila de módulos entre ellos será de 1,38 m con una inclinación de 30° para evitar la proyección de sombras y pérdidas de producción por consecuencia.

b) Distancia entre el extractor.

$$h = 1,5 \text{ m} \cdot \text{sen}(30^\circ) \quad (42)$$

$$h = 0,75 \text{ m} \quad (43)$$

$$d \geq (2,767 \cdot 0,75) \text{ m} \quad (44)$$

$$\mathbf{d \geq 2,07 \text{ m}} \quad (45)$$

La distancia que tendrá la fila de módulos y en donde se encuentra el extractor será de unos 2,07 m.

3.1.4 Distribución final

Los módulos solares irán en la cubierta de manera centrada en los espacios disponibles entre ventanales, así como se muestra en la *Figura 22* y conociendo las dimensiones que tiene la placa y, como se mostrará a continuación, los soportes serán para doble panel horizontales por lo que la distancia se duplica (2,76 m entre paneles), teniendo la siguiente disposición:

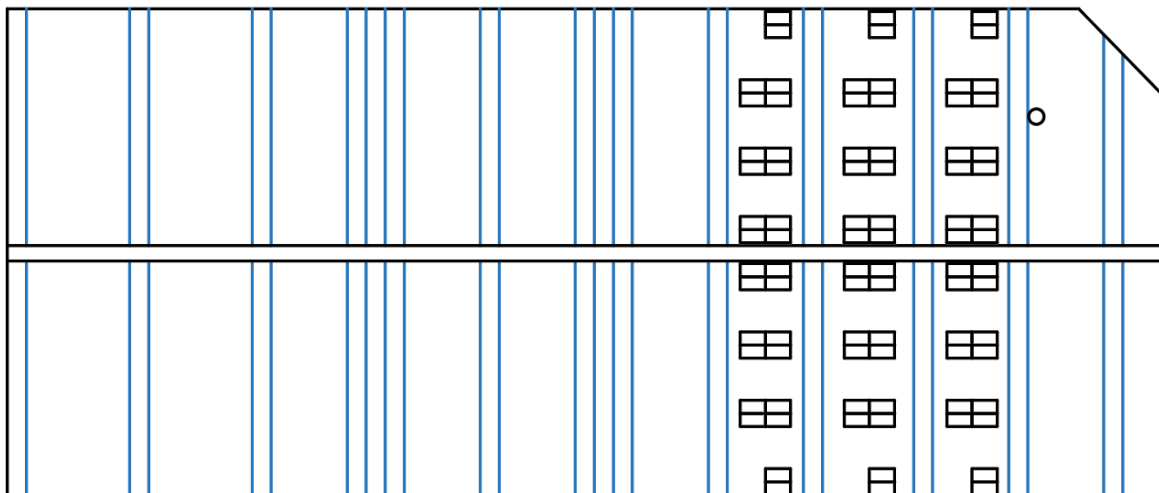


Figura 28. Disposición final de los módulos solares

3.2 Soportes

Los soportes escogidos para cubiertas permiten poner 2 módulos de manera horizontal, con soporte premontado y con una inclinación estándar de 30°. Teniendo finalmente, 21 soportes por cubierta, lo que nos da un total de 42 kits de la marca *Sunfer* en concreto el modelo *24H* (para más información consultar ficha técnica adjunto a este proyecto).

Dichos soportes se instalarán de acuerdo con las indicaciones del *PCT* de *IDAE*. Remarcar que no se tendrá cuenta la inclinación del techo del 5% dado que la diferencia es inapreciable, por lo que el modelo con ángulo estándar será el ideal.

3.3 Inversor

El inversor escogido trabaja conectado por su lado DC a los módulos fotovoltaicos, y su parte AC conectada directamente a la red. El inversor irá situado al costado del cuadro general de protección como lo indica el alcance del proyecto.

Inversor solar seleccionado:

Entrada (DC):

- Modelo: **SUN200-40KTL-M3**
- Número de entradas: **8**
- Número de MPPTs: **4**
- Intensidad de entrada máxima por MPPT: **26 A**
- Intensidad de cortocircuito máxima: **40 A**
- Tensión máxima de entrada: **1100 V**
- Rango de tensión de operación: **200 V / 1000 V**

Salida (AC):

- Potencia nominal: **40 kW**
- Intensidad nominal de salida: **57,8 A**
- Máxima intensidad de salida: **63,8 A**



3.3.1 Número de strings en serie

Recogiendo las características tanto del inversor como el módulo solar, se calcula los requerimientos máximos para que sea el adecuado para la instalación deseada.

Primero calculamos cuantos strings máximos en serie se pueden utilizar:

$$N \leq \frac{V_{\text{mpp}} \text{ del inversor}}{V_{\text{mpp}} \text{ del módulo}} \quad (46)$$

$$N \leq \frac{1000 \text{ V}}{41,15 \text{ V}} \quad (47)$$

$$N \leq 24,3 \quad (48)$$

Según los valores máximos de los componentes, para cada string no debe superar la cantidad de 25 módulos en serie.

Cada string debe tener el mismo valor de tensión conectados al inversor para que no exista ningún tipo de falla por sobretensión.

El inversor escogido tiene un total de **8 entradas**, pero se escogen **6 strings** por futuras instalaciones. Seguidamente, se puede calcular el número de paneles que tendrá cada rama, dividiendo la potencia que tiene inversor por el número de entradas y después dicho valor por la potencia de cada módulo:

$$\text{Nº paneles} = \frac{(\text{Potencia inversor} / \text{Nº entradas})}{\text{Potencia del módulo}} \quad (49)$$

$$\text{Nº paneles} = \frac{(40 \text{ kW} / 6)}{525} = \mathbf{12,69 \text{ paneles}} \quad (50)$$

Redondeado a una cifra par, para cada string tenemos un total de **14 paneles** en serie, dándonos un valor total de **84 paneles** solares para la instalación.

3.3.2 Potencia final

Una vez que tenemos el número de módulos necesarios se procede a calcular la potencia que tendrá la instalación:

$$\text{Potencia final} = \text{Nº de modulos} \cdot \text{Potencia del módulo} \quad (51)$$

$$\text{Potencia final} = 84 \cdot 525 \text{ W} = \mathbf{44,1 \text{ kW}} \quad (52)$$

3.3.3 Factor dimensionado inversor

Se puede comprobar la elección del inversor con respecto a la potencia total de los paneles fotovoltaicos:

$$FDI = \frac{\text{Potencia del inversor}}{\text{Potencia final}} \quad (53)$$

$$FDI = \frac{40 \text{ kW}}{44,1 \text{ kW}} = 0,90 = \mathbf{90\%} \quad (54)$$

Se considera bien dimensionado si este valor sobrepasa el 90%, por lo que se puede comprobar que tanto el módulo solar como el inversor son compatibles y tendrán un buen rendimiento en la instalación.

3.4 Cableado

Para realizar la instalación solar es necesario una serie de cables para conectar los módulos entre ellos, inversor, cuadro general de protección y hasta la red. Estos deben seguir la normativa vigente, por lo que el *REBT* y el *PCT* de *IDAE* han servido como referencia para los posteriores cálculos.

3.4.1 Longitud de los cables

El cable debe tener la longitud necesaria para que no generen ningún tipo de esfuerzo que puedan afectar a los diferentes componentes de la instalación, así como facilitar el acceso a las personas a la instalación evitando enganchamiento por exceso de cálculos. Lo anterior teniendo en cuenta el *PCT* de *IDAE*

Mediante el plano de la planta se calcula la longitud aproximada que debe tener los cables de los generadores solares que irán conectados con el inversor. Dado que tenemos dos cubiertas iguales y la distribución de los paneles es paralela por lo que la longitud será la misma para los strings paralelos. Denotando que existe un margen de error del 10% a la hora de medir la distancia, así como las futuras erratas en la instalación por el pelado de cables, se añade 2 m demás a cada longitud de cable.

De acuerdo con el alcance del proyecto, el inversor y la caja de protecciones de DC estará situado al lado del cuadro general de protección por lo que su respectivo cable de la caja de protecciones al CGP⁴ será inferior al resto. A continuación, se muestra la lista de los cables teniendo en cuenta los tramos que realiza cada uno, donde:

- Los cables strings van desde el generador fotovoltaico de 525 W, es decir, desde el módulo solar, hasta la caja de protecciones de corriente continua.
- Desde la caja de protecciones DC⁵ hasta el inversor.
- Desde el inversor hasta la caja de protecciones de corriente alterna.
- Por último, de la caja de protecciones hasta el cuadro general.

⁴ CGP: Cuadro General de Protección: Estará ubicado en el interior de la nave industrial, en la parte de oficinas.

⁵ DC: Corriente Continua, es la parte hasta la entrada del inversor.

Cable	Longitud (m)
String 1	80
String 2	94
String 3	107
String 4	80
String 5	94
String 6	107
Caja de protecciones DC - Inversor	2
Inversor - Caja de protecciones AC	2
Caja de protecciones AC - Cuadro general	2

Tabla 12. Longitudes de los cables

Por lo que se tiene un total de cableado de:

- 562 m de cable fotovoltaico (parte corriente continua)
- 6 m de cable de cobre con aislamiento XLPE (parte corriente alterna)

3.4.2 Tipos de cable

Según el apartado 5.5 *Cableado, del PCT de IDEA*, los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos, casos que se calcularán más adelante. Además, que todo el cableado en continua, es decir, de la parte de los cables de los generadores fotovoltaicos tendrá doble aislamiento y el necesario para un uso a la intemperie, aire o enterrado, de acuerdo con la norma *UNE 21123*.

Se utilizarán los siguientes tipos de cable:

- **Cable fotovoltaico de la marca Prysmian:** Cable de cobre estañado y con aislamiento XLPE, diseñado según el estándar europeo *EN 50618*⁶, así como el estándar internacional *IEC 62930*, superando ensayos medioambientales, mecánicos y químicos, ideal para la parte en corriente continua de la instalación que vienen de las placas solares hasta la caja de protecciones DC y de este hasta la entrada del inversor.
- **Cable RZ1-K (AS) de la marca Prysmian:** Conductor de cobre con aislamiento XLPE de alta seguridad, encargado de realizar la interconexión de la parte de corriente alterna a la salida del inversor, la caja de protecciones AC⁷ y el cuadro general.

⁶ El punto 3 de la *ITC-BT-40* recomienda seguir la norma: *EN 50618*, en concreto el punto *712.521.101* de la *UNE-HD 60364-7-712* (Sistemas de alimentación solar fotovoltaica).

⁷ AC: Corriente alterna, es la parte a la salida del inversor.

3.4.3 Cálculo de la sección

Se deben seguir una serie de criterios para calcular las secciones de cable, así como las protecciones:

- No se debe superar la caída de tensión permitida entre los puntos favorables de la instalación.
- Debe soportar la corriente nominal o intensidad admisible de los equipos a los que se alimenta en régimen permanente.
- Soportar la máxima corriente de cortocircuito de la instalación durante un determinado transitorio.

A continuación, se desglosa cada apartado.

a) Sección por caída de tensión

Los cables deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red Pública o la instalación interior no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal, todo esto de acuerdo con la *ITC-BT-40* del *REBT*.

Se utilizan las siguientes expresiones para los diferentes puntos favorable de la instalación:

Sección de conexión entre el inversor a la caja de protecciones (corriente alterna)

$$s = \sqrt{3} \cdot \frac{L \cdot I \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot \gamma} \quad (55)$$

Donde:

- s: Sección del conductor (mm)
- L: Longitud del cable (m).
- I: Intensidad máxima admisible del cable (A), en este caso se escogerá la intensidad máxima en la salida del inversor, con un factor que no debe superar los 1,25, según la *ITC-BT-40*.
- cos(φ): factor de potencia. Se utiliza 0,8 según la ficha técnica del inversor.
- ΔV: Caída de tensión, 400 V (AC), esta no debe superar los 1,5%, se dividirá dicho porcentaje entre los dos tramos 0,25% para la caja de protecciones AC y 1,25% para el cuadro general.
- γ: Conductividad del material, en este caso la del cobre estañado. ($\gamma_{20^\circ} = 54 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$)

Teniendo todos los datos, obtenemos que:

$$s = \sqrt{3} \cdot \frac{2 \text{ m} \cdot (1,25 \cdot 63,8 \text{ A}) \cdot 0,8}{0,25\% \cdot 400 \text{ V} \cdot 54} = 4,09 \text{ mm}^2 \quad (56)$$

Sección de conexión entre la caja de protecciones al cuadro general (corriente alterna)

$$s = \sqrt{3} \cdot \frac{2 \text{ m} \cdot (1,25 \cdot 63,8 \text{ A}) \cdot 0,8}{1,25\% \cdot 400 \text{ V} \cdot 54} = \mathbf{1 \text{ mm}^2} \quad (57)$$

Para la parte en corriente continua tenemos que:

Sección de conexión los módulos fotovoltaicos a la caja de protecciones (corriente continua)

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot n \cdot \gamma} \quad (58)$$

Donde n es el número de placas en serie por string, ΔV es el voltaje máximo (V_{mp}) y para I será el valor del punto de máxima potencia (I_{mp}) del módulo solar.

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot (1,25 \cdot 12,76)}{1,5\% \cdot 41,15 \cdot 14 \cdot 54} \quad (59)$$

Sabemos que para cada string hay una longitud diferente por lo que obtenemos la siguiente tabla:

Cable	Longitud (m)	S (mm ²)
String 1	80	5,47
String 2	94	6,43
String 3	107	7,31
String 4	80	5,47
String 5	94	6,43
String 6	107	7,31

Tabla 13. Secciones mínimas calculadas.

Sección de conexión entre la caja de protecciones hasta el inversor (corriente continua)

$$s = \frac{2 \cdot 2 \cdot (1,25 \cdot 12,76)}{1,5\% \cdot 41,15 \cdot 16 \cdot 45,5} = \mathbf{0,14 \text{ mm}^2} \quad (60)$$

En este caso no se repartirá la caída de tensión ya que tenemos la misma para todo el cálculo en continua, debido a la cantidad de cables que llegan hasta la caja de protección.

Sin embargo, estos valores anteriormente calculados no son los normalizados, para ello se debe seguir la *ITC-BT-19*, en concreto la tabla de intensidades admisibles:

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
B		Conductores aislados en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
B2		Cables multiconductores en tubos ⁹ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ⁹					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
E		Cables multiconductores al aire libre ⁹ . Distancia a la pared no inferior a 0,3D ⁹						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁹ . Distancia a la pared no inferior a D ⁹						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹¹				
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁹								3x PVC ⁹		3x XLPE o EPR			
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Cobre			1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	
			2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
			70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
			95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
			120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
			150				236	260	278	310	338	363	404	525	-
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-			
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-			
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-			

Tabla 14. Tabla de intensidades admisibles – REBT.

También se debe tener en cuenta las especificaciones del inversor, en el Manual de Usuario de este especifica las características que deben tener los cables tanto a la entrada como a la salida del inversor.

Denotar que son valores recomendados por lo que por seguridad del equipo y de la instalación se opta por tomar dichos valores a la salida del inversor:

- Cable de salida AC: 16-50 mm². Diámetro 16-38 mm.

Tabla 5-2 Descripción de cables

N.º	Cable	Tipo	Especificaciones recomendadas	Origen
1	Cable de entrada de CC	Cable fotovoltaico estándar para el sector (Modelo recomendado: PV1-F)	<ul style="list-style-type: none"> • Sección del conductor: 4-6 mm² • Diámetro externo del cable: 4,5-7,8 mm 	Preparado por el cliente
2	Cable de salida de CA	Cable de cobre/aluminio para exteriores	<ul style="list-style-type: none"> • Sección del conductor: Cable de cobre para exteriores de 16-50 mm² o cable de aluminio para exteriores de 35-50 mm² • Diámetro externo del cable: 16-38 mm 	Preparado por el cliente

Tabla 15. Descripción de cables para el inversor – Manual de Usuario SUN2000-40KTL

Finalmente, las secciones normalizadas por caída de tensión son:

Cable	Longitud (m)	Sn (mm ²)
String 1	80	10
String 2	94	10
String 3	107	10
String 4	80	10
String 5	94	10
String 6	107	10
Caja de protecciones DC - Inversor	2	10
Inversor - Caja de protecciones AC	2	16
Caja de protecciones AC - Cuadro general	2	16

Tabla 16. Secciones normalizadas por caída de tensión.

b) Sección por intensidad máxima admisible.

Las secciones mínimas del cableado se comprueban por intensidad máxima admisible por si se necesita una sección mayor que la de la caída de tensión.

Para ello se debe tener en cuenta las secciones por caída de tensión e intensidad nominal calculadas anteriormente, factores de corrección y el método de instalación utilizada.

Primero tenemos un pequeño resumen de los tramos que tiene la instalación:

- **Tramo 1.** Módulos – Caja de protecciones DC.
- **Tramo 2.** Caja de protecciones DC – Inversor.
- **Tramo 3.** Inversor – Caja de protecciones AC.
- **Tramo 4.** Caja de protecciones AC– Cuadro general.

Método de instalación.

El método utilizado para la instalación será el indicado en la *Tabla 14* de la *ITC-BT-19*.

- Para el Tramo 1: Se utilizará el método *BI* para los cables unipolares con canal protectora, que interconectan los módulos fotovoltaicos con la caja de protecciones DC, teniendo en cuenta de que se perforará el techo de la nave para introducir el tubo con los cables de los paneles solares para llegar a dicha caja que estará situada justamente al lado del inversor.
- Para los Tramos 2, 3 Se utilizará el método *E* para los cables multipolares al aire libre que interconectan el inversor con la caja de protecciones.
- Para el Tramo 4, se utilizará la canalización ya existente del cuadro general.

Coeficientes de corrección

Se sabe que existen una serie de errores que puede haber a la hora de calcular la sección por intensidad admisible, por lo que se enumeran diferentes coeficientes para poder corregirlos. Dependiendo de la naturaleza del error, el emplazamiento del cable, las especificaciones de los conductores a utilizar y de la normativa a seguir, se escogen dichos correctores:

1. Cables exteriores:

Según el *PCT de IDAE en el apartado 5.5.1*, dice que los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la norma vigente. Esto se hace por si existe un defecto en el aislamiento.

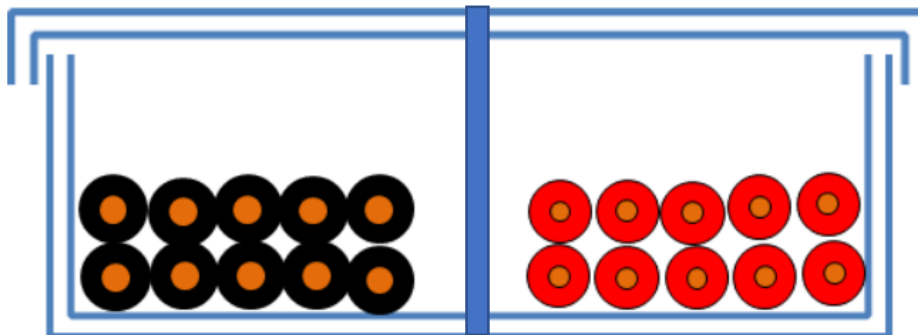


Figura 29. Agrupación de cables según IDAE - Fuente: Prysmian Club

Para los cables del Tramo 1 tenemos los siguientes coeficientes de corrección:

- **Por la exposición del sol directa (C1)**

Para el Tramo 1, los cables estarán directamente expuestos al sol por lo que de acuerdo con la norma *UNE 211435* para la elección de cables se recomienda un factor de 0,9 para cuando se prevé la acción solar directa sobre el tendido.

Se sabe que habrá una distancia que estará sobre la cubierta, y la otra dentro de la nave, pero como se coge el caso más desfavorable, el coeficiente será el mismo para todo el Tramo 1.

- **Por agrupamiento de cables. (C2)**

Para el Tramo 1 se hará uso de tubos de material PVC con un número total de conductores de 3 dentro de una envolvente para así agrupar los cables negativo y positivo en dos grupos distintos. Se hará dicha canalización para tener una adecuada protección de los cables fotovoltaicos y llevar los conductores por el camino del techo hasta la caja de protecciones de DC. La canalización se efectuará una vez el tendido esté dentro de la nave, antes de esta los cables se agruparán **bandejas protectoras** de 0,5 metros de ancho, una para el cable positivo y la otra para el negativo.

De acuerdo con la norma *UNE-HD 60364-5-52* en la siguiente se muestra que factor se debe seguir para el tipo de canalización adoptada.

Punto	Disposición	Número de circuitos o de cables multipolares								
		1	2	3	4	6	9	12	16	20
1	Agrupados en el aire, en una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
2	Capa única sobre muros, suelos o bandejas no perforadas	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	–	–	–
3	Capa única fijada directamente al techo	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	–	–	–
4	Capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	–	–	–
5	Capa única sobre bandeja de escalera, soportes o bridas de amarre, etc.	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	–	–	–

Tabla 17. Factores de reducción para grupos de cables. UNE-HD-60364-5-52 – Tabla C.52.3

Para conocer las dimensiones que debe tener el tubo, primero debemos determinar el diámetro que deben tener los cables fotovoltaicos. Para ello, se analiza la tabla de los datos técnicos del cable seleccionado:

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (t)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	PESO kg/km (t)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (Z) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (z)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (z)
1x1,5	1,8	4,5	31	13,3	24	30	30,48
1x2,5	2,4	5	43	7,98	34	41	18,31
1x4	3	6,6	61	4,95	46	55	11,45
1x6	3,9	7,4	80	3,30	59	70	7,75
1x10	5,1	8,8	124	1,91	82	98	4,60
1x16	6,3	10,1	186	1,21	110	132	2,89
1x25	7,8	12,5	286	0,780	140	176	1,83
1x35	9,2	11,3	374	0,554	182	218	1,32
1x50	11	12,8	508	0,386	220	276	0,98
1x70	13,1	15,6	709	0,272	282	347	0,68
1x95	15,1	16,4	900	0,206	343	416	0,48
1x120	17	18,6	1153	0,161	397	488	0,39
1x150	19	20,4	1452	0,129	458	566	0,31
1x185	21	22,4	1713	0,106	523	644	0,25
1x240	24	24,0	2245	0,0801	617	775	0,20

Tabla 18. Datos técnicos del cable fotovoltaico – Prysun H1Z2Z2-K

Se puede observar que para una sección de 10 mm² tenemos un diámetro exterior máximo de aproximadamente 8,8 mm. Según la ITC-BT-21, los tubos deben tener un diámetro que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables aislados, por lo que para 3 conductores tenemos un diámetro de tubo de 25 mm.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Tabla 19. Diámetro de tubo normalizado

• **Por temperatura (C3)**

Se ha escogido una temperatura de referencia de 50 °C en intemperie. Como se ha mencionado anteriormente el conductor tendrá un aislamiento XLPE, por tanto, tenemos un coeficiente de corrección de 0,82. Según la *UNE-HD 60364-5-52*, se ha seguido el criterio de la siguiente tabla:

Temperatura ambiente ^a °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral ^a	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84
55	0,61	0,76	0,57	0,80
60	0,50	0,71	0,45	0,75
65	–	0,65	–	0,70
70	–	0,58	–	0,65
75	–	0,50	–	0,60
80	–	0,41	–	0,54
85	–	–	–	0,47
90	–	–	–	0,40
95	–	–	–	0,32

^a Para temperaturas ambiente más elevadas, consultar al fabricante.

Tabla 20. Factores de corrección para temperaturas ambiente - *UNE-HD-60364-5-52* – *Tabla C.52.14*

2. Cables interiores

Para los cables del Tramo 2, 3 y 4 tenemos los siguientes coeficientes de corrección:

- **Por exposición directa al sol (C1):** Tendremos un coeficiente de 1, ya que están directamente al interior de la nave.
- **Por agrupación de cables (C2):** Tenemos un total de 4 cables, 3 conductores y el neutro, pero no se considera
- **Por temperatura (C3):** Tendremos un coeficiente de 1, ya que están directamente al interior de la nave.

El diámetro que tendrá el cable en AC viene especificado en los datos técnicos del cable, teniendo un diámetro exterior de 20,4 mm para una sección de 16 mm².

Número de conductores x sección (mm ²)	Espesor de aislamiento (mm) (1)	Diámetro exterior (mm) (1)	Peso (kg/km) (1)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Intensidad admisible al aire (2) (A)	Intensidad admisible enterrado (3) (A)	Caída de tensión (V/A km) (2) y (3)	
							cos Φ = 1	cos Φ = 0,8
4 G16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1,0	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56

Tabla 21. Datos técnicos del cable RZ1K (AS) – Afumex Class 1000 V

Recapitulando los factores de corrección para cada cable:

Cable	C1	C2	C3
String 1	0,9	0,7	0,82
String 2	0,9	0,7	0,82
String 3	0,9	0,7	0,82
String 4	0,9	0,7	0,82
String 5	0,9	0,7	0,82
String 6	0,9	0,7	0,82
Caja de protecciones DC - Inversor	1	0,7	1
Inversor - Caja de protecciones AC	1	1	1
Caja de protecciones AC - Cuadro general	1	1	1

Tabla 22. Factores de corrección por cable

Una vez que se tienen los factores correctores, se procede a evaluar las intensidades admisibles según la sección de referencia, para ello se tiene las siguientes tablas extraídas de la normativa anteriormente mencionada. Para los cables de corriente circuito tenemos un método de instalación B1, para 10 mm² tenemos una corriente admisible de 75 A.

Sección nominal del conductor mm ²	Método de instalación de la tabla B.52.1						
	A1	A2	B1	B2	C	D	D1
	2	3	4	5	6	7	8
Cobre							
1,5	19	18,5	23	22	24	25	27
2,5	26	25	31	30	33	33	35
4	35	33	42	40	45	43	46
6	45	42	54	51	58	53	58
10	61	57	75	69	80	71	77
16	81	76	100	91	107	91	100
25	106	99	133	119	138	116	129
35	131	121	164	146	171	139	155
50	158	145	198	175	209	164	183
70	200	183	253	221	269	203	225
95	241	220	306	265	328	239	270
120	278	253	354	305	382	271	306
150	318	290	393	334	441	306	343
185	362	329	449	384	506	343	387
240	424	386	528	459	599	395	448
300	486	442	603	532	693	446	502

Tabla 23. Corrientes admisibles para los métodos A1 – D1 XLPE a 90°C - UNE-HD-60364-5-52 – Tabla B.52.3

Mientras que para el método F no se tiene tabulada la sección de 16 mm² por lo que procedemos a aumentar la sección en este tramo por cuestiones de seguridad. Siendo su diámetro de 24,3 mm según ficha técnica del cable.

Sección nominal del conductor mm ²	Métodos de instalación de la tabla B.52.1						
	Cables multipolares		Cables unipolares				
	Dos conductores cargados	Tres conductores cargados	Dos conductores cargados en contacto	Tres conductores cargados al tresbolillo	Tres conductores cargados en contacto	Separados	
						En contacto	Horizontales
Método E	Método E	Método F	Método F	Método F	Método G	Método G	
1	2	3	4	5	6	7	8
1,5	26	23	-	-	-	-	-
2,5	36	32	-	-	-	-	-
4	49	42	-	-	-	-	-
6	63	54	-	-	-	-	-
10	86	75	-	-	-	-	-
16	115	100	-	-	-	-	-
25	149	127	161	135	141	182	161
35	185	158	200	169	176	226	201
50	225	192	242	207	216	275	246
70	289	246	310	268	279	353	318
95	352	298	377	328	342	430	389
120	410	346	437	383	400	500	454
150	473	399	504	444	464	577	527
185	542	456	575	510	533	661	605
240	641	538	679	607	634	781	719
300	741	621	783	703	736	902	833
400	-	-	940	823	868	1085	1008
500	-	-	1083	946	998	1253	1169
630	-	-	1 254	1 088	1 151	1 454	1 362

NOTA 1 Los conductores se suponen circulares para tamaños hasta los 16 mm² inclusive. Los valores para tamaños mayores se refieren a conductores perfilados y pueden ser aplicados con seguridad a conductores circulares.
NOTA 2 D_e es el diámetro externo del cable.

Tabla 24. Corrientes admisibles para los métodos E y F XLPE a 90°C - UNE-HD-60364-5-52 – Tabla C.52.13

Para aplicar los correctores seguimos la siguiente ecuación:

$$I_{nom} < I_{max.admisible} \cdot C_1 \cdot C_2 \cdot C_3 \quad (61)$$

Gracias a la siguiente tabla se puede comprobar que los conductores son los correctos.

Cable	I _{max} (A)	Total con C (A)	I _{nom} (A)	OK?
String 1	75	38,75	12,76	OK
String 2	75	38,75	12,76	OK
String 3	75	38,75	12,76	OK
String 4	75	38,75	12,76	OK
String 5	75	38,75	12,76	OK
String 6	75	38,75	12,76	OK
Caja de protecciones DC - Inversor	75	52,5	12,76	OK
Inversor - Caja de protecciones AC	127	127	63,8	OK
Caja de protecciones AC - Cuadro general	127	127	63,8	OK

Tabla 25. Comprobación cables por intensidad admisible

c) Sección por corriente de cortocircuito

Para el cable de los Tramos 1 y 2 no será necesario calcular dicha sección ya que se ha hecho de manera implícita en los dos puntos anteriores utilizando la corriente de cortocircuito de los paneles solares (I_{sc}).

Ahora bien, para los Tramos 3 y 4 de corriente alterna, es necesario comprobar las secciones mínimas que admitirá el cortocircuito en estos dos puntos.

Sabemos por la ficha técnica del inversor de que la corriente máxima de salida es de 63,8 A, y con una intensidad nominal de 57,8 A.

$$I_{cc} = 1,25 \cdot 57,8 = 72,25 \text{ A} > 63,8 \text{ A} \quad (62)$$

Podemos observar que el inversor es capaz de aguantar el cortocircuito eventual o nominal, sin embargo, se debe comprobar que la sección calculada en los puntos anteriores admitirá el cortocircuito mínimo visto desde la protección a la entrada del cuadro general.

Según la *GUÍA-BT-ANEXO 3*, se utiliza la siguiente formula:

$$I_{cc,min} = \frac{0,8 \cdot U_{AC}}{Z_{max}} \quad (63)$$

Donde:

- I_{cc} : Intensidad de cortocircuito máxima en el punto considerado.
- U_{AC} : Tensión en la parte AC del inversor.
- Z_{max} : Impedancia máxima del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación.

El valor de la impedancia máxima y de la resistencia de cortocircuito se calcula como:

$$Z_{max} = \sqrt{R_{cc} \cdot X_{cc}} \quad (64)$$

$$R = \frac{\rho \cdot L}{s} \quad (65)$$

Donde:

- R_{cc} : Resistencia de cortocircuito.
- X_{cc} : Reactancia de cortocircuito, según la *UNE-HD-60364-5-52 Anexo G*, tenemos un valor máximo de 0,08 Ω /km.
- ρ : Resistividad del cobre a 150° C, para obtener así el valor máximo posible de I_{cc} . (0,02605 $\Omega \text{ mm}^2$ /m)
- L : Longitud del cable en dicho punto.
- s : Sección normalizada calculada en los dos puntos anteriores.

$$R = \frac{0,02605 \cdot 4 \cdot 2}{25} = \mathbf{0,08 \Omega} \quad (66)$$

$$Z_{\max} = \sqrt{0,08 \cdot (0,08 \cdot 0,004)} = \mathbf{0,008 \Omega} \quad (67)$$

$$I_{cc,\min} = \frac{0,8 \cdot 400 \text{ V}}{0,008 \Omega} = \mathbf{37,9 \text{ kA}} \quad (68)$$

Gracias a este valor se puede comprobar que para una protección por cortocircuito (explicado en el punto posterior) si se tiene un interruptor magnetotérmico con curva de tipo C, este debe ser capaz de soportar un cortocircuito con un tiempo de disparo de 0,01 s. En la (64) se puede observar que por línea circulará 72,25 A, por lo que podemos optar por un fusible de 100 A.

Según la *GUIA-BT 22* para una curva C tenemos la siguiente fórmula para verificar:

$$I_{cc,\min} > I_m = 10 \cdot I_n \quad (69)$$

$$37,9 \text{ kA} > 1 \text{ kA} \quad (70)$$

Comprobando así que la sección de la línea en corriente alterna es capaz de soportar los cortocircuitos.

3.4.4 Resumen de cables

Recapitulando las secciones calculadas mediante los 3 métodos, las características y dimensiones del cable, obtenemos como resultado final:

Cable	Longitud (m)	S _{total} (mm ²)	Tipo	Aislamiento	Material	D (mm)
String 1	80	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
String 2	94	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
String 3	107	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
String 4	80	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
String 5	94	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
String 6	107	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
Caja de protecciones DC - Inversor	2	2x10	PV	XLPE	Cu	8,8
Inversor - Caja de protecciones AC	2	3F+1Nx25	RZ1-K (AS)	XLPE	Cu	24,3
Caja de protecciones AC - Cuadro general	2	3F+1Nx25	RZ1-K (AS)	XLPE	Cu	24,3

Tabla 26. Resumen de cables definitivos

3.4.5 Protecciones

Para garantizar la seguridad y buen funcionamiento de una instalación fotovoltaica es necesario la implementación de una serie de protecciones para proteger la integridad de los equipos y cableado contra posibles fallos los cuales que se clasifican a continuación:

- **Sobreintensidad:** Se utilizan para garantizar la seguridad de los aumentos sostenidos en el tiempo de corriente eléctrica por encima de la intensidad admisible, lo que puede provocar una aceleración de la degradación de los aislantes que lo recubren.
- **Sobretensiones:** Pensadas para proteger la instalación contra posibles fenómenos atmosféricos, como rayos (transitorias), o derivadas de anomalías en el suministro eléctrico por mantenimiento o maniobras (permanentes).
- **Cortocircuito:** Pensados para proteger la instalación cuando dos conductores a diferente tensión contactan sin ninguna carga entre ellos, lo que provoca un pico muy elevado de corriente eléctrica, que puede provocar la fundición de los cables.

Una vez conocido los fallos a proteger en la instalación, se calcula las protecciones para cada uno de ellos, siguiendo las instrucciones del *REBT*.

Contra sobreintensidades y cortocircuitos

Se utilizarán una serie de fusibles para la parte de corriente continua, mientras que, para la parte de alterna, interruptores magnetotérmicos y automáticos.

Según la norma *IEC 62548:2016* para los sistemas fotovoltaicos, en el lado de corriente continua, las series de paneles estarán obligadas a proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos si cumple la siguiente condición

$$(N - 1) \cdot I_{sc} > \text{Calibre máximo del fusible por serie} \quad (71)$$

Donde:

- N: Numero de strings por serie.
- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito del panel solar.
- Calibre máximo del fusible de las series, viene indicado en la ficha técnica del panel.

$$(6 - 1) \cdot 13,65 \text{ A} > 25 \text{ A} \quad (72)$$

$$68,25 \text{ A} > 25 \text{ A} \quad (73)$$

Como se puede observar es necesario implantar dichas protecciones. Para ello debemos calcular la intensidad que tendrá cada equipo de protección, dicho valor debe estar dentro del rango entre la intensidad nominal y la intensidad máxima admisible.

$$I_{nom} < I_{protección} < I_{max,adm.} \quad (74)$$

Para calibrar las protecciones se utilizará la siguiente tabla:

2	4	6	10	16	20	25	35
40	50	63	80	100	125	160	200
250	315	400	425	500	630	800	1000

Tabla 27. Intensidades nominales normalizadas de los fusibles de BT

Se necesita calcular la tensión y corriente que necesitan los fusibles para el tramo en continua, denotar que los valores correctivos de 1,20 para la tensión de circuito abierto por el número de paneles en serie por string, y 1,25 para la corriente de cortocircuito, se han extraído de la documentación “*Sizing Fuses for Photovoltaic Systems per The National Electrical Code*” por Mersen.

$$V_{\text{protección}} = 49,15 \cdot 14 \cdot 1,20 = \mathbf{825,72 \text{ V}} \quad (75)$$

$$I_{\text{protección}} = 13,65 \cdot 1,25 = \mathbf{17,06 \text{ A}} \quad (76)$$

La ficha técnica de la placa fotovoltaica nos indica que el fusible máximo debe ser de 25 A, por lo que se puede verificar del cálculo anterior, y entra en el rango de intensidad admisible.

Mientras que, para la tensión, se escogerá una de 1000 V para superar el calculado, ya que suelen ser valores que indican los fabricantes.

Ahora bien, para el tramo en alterna, se ha elegido un interruptor magnetotérmico de 100 A para la protección antes del cuadro general, y un interruptor diferencial dentro del cuadro general que parte hasta la Red Eléctrica, también de 100 A.

La intensidad máxima admisible en alterna es de 127 A, mientras que la nominal es de 63,8 por lo que las protecciones entrarían dentro del rango.

Contra sobretensiones

Se hará uso de protectores de sobretensiones para cada uno de los cables, tanto positivo como negativo, de la parte de corriente continua. El valor que deben tener dichas protecciones debe sobrepasar el que se indica en la ecuación 75, por lo que se ha escogido una tensión de 1000 Vdc.

Para la parte alterna, tenemos otro protector de sobretensión trifásico con neutro que debe operar a 400 VAC y que sea capaz de soportar la corriente de cortocircuito, que en el caso de la instalación es de 37 kA.

Cabe resaltar que el inversor cuenta de por sí con una serie de protecciones que lo protegen contra diferentes tipos de fallas, tanto en AC como DC; como se puede observar en la ficha técnica a continuación. Utilizar más protecciones garantizará la seguridad de toda la instalación fotovoltaica.

Características y protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada3	Sí

Tabla 28. Protecciones específicas del inversor.

3.4.6 Cajas de protecciones

Como se ha indicado en los cálculos, habrá dos tipos de cajas que contendrán las protecciones anteriormente calculadas, una para la parte de corriente continua y el otro para la parte de corriente alterna. Estarán situadas justo al costado del inversor y del cuadro general.

Caja de protecciones en corriente continua

Esta será un “string box” de 8 entradas y 8 salidas, en donde vendrán los cables fotovoltaicos provenientes de los paneles fotovoltaicos, agrupando los terminales negativos y positivos como se muestra en la siguiente figura.

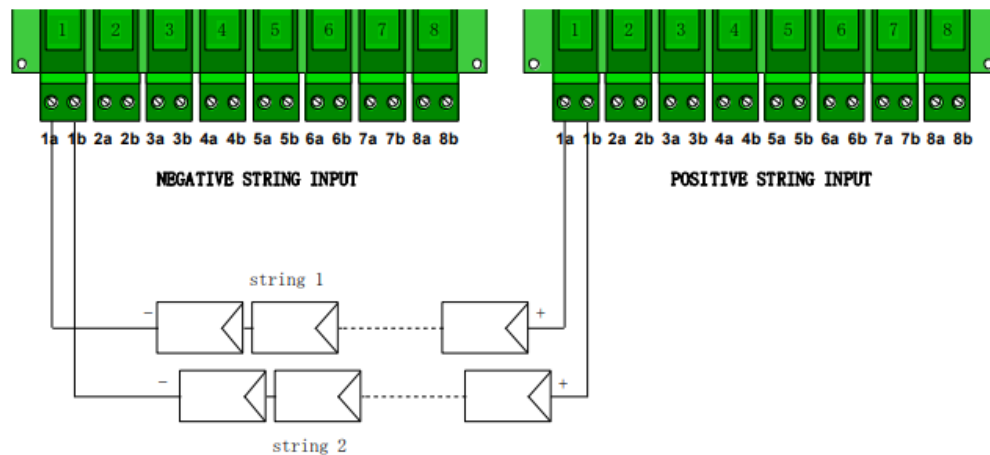


Figura 30. Conexión de la caja de protecciones en continua

Como principal instancia, el primer conexionado que se debe realizar es el de puesta a tierra. Luego las demás protecciones calculadas en el punto anterior deberán estar encima de las entradas, es decir los fusibles y las sobretensiones correspondientes.

Aunque se tiene 6 strings para la instalación actual, se ha escogido dicha caja para tener en cuenta futuras instalaciones de módulos.

Caja de protecciones en corriente alterna

Como la caja anterior, esta contendrá las protecciones de la parte de la salida del inversor. Esta contará con (interruptor magnetotérmico y sobretensiones de 100 A) por lo que la caja deberá cumplir con las especificaciones de dichos aparatos, es decir, que no sobrepase los valores de tensión y corriente en dichos Tramos.

La caja protegerá cada una de las fases y neutro del conductor trifásico.

3.4.7 Puesta a tierra

La puesta a tierra de una instalación fotovoltaica puede resultar ambigua ya que no existe una reglamentación técnica específica para este tipo de proyectos. En España, la puesta a tierra de placas solares queda a libre criterio y buen hacer del instalador de paneles solares.

Cuando se dispone a tierra las partes metálicas expuestas, para proteger contra tormentas, contra contactos indirectos etc. Hay ciertos aspectos importantes que se deben de tener en cuenta por parte del instalador del sistema.

- Las placas solares disponen, en el marco de este, de un orificio (taladro) específico para su puesta a tierra, generalmente señalado mediante el símbolo de tierra, así como se observa en la siguiente imagen.

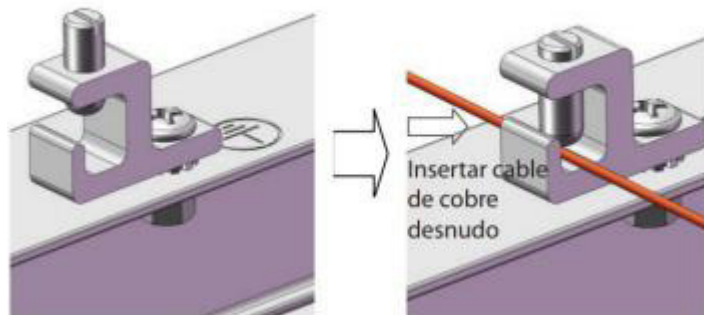


Figura 31. Puesta a tierra del marco de los módulos

Dichos marcos son de aluminio anodizado, que es un tratamiento que se aplica al aluminio para que se comporte como un aislante relativamente eficiente. El marco se considera como una parte metálica expuesta, y cabe destacar que la simple conexión de los marcos a una estructura anclada en el suelo no se considera como una puesta a tierra eficaz, lo que se suele ser un error habitual.

Se recomienda utilizar un terminal de conexión de acero inoxidable, así como un conductor de cobre desnudo que se conectará a un punto de los soportes solares.

- Para el sistema en general en continua debe ponerse a tierra en un único punto, llamado **tierra del sistema**, para evitar la posibilidad de que circule corriente por los conductores de protección, por consiguiente, afectar al funcionamiento del inversor y de las protecciones contra sobreintensidades.

La solución practica consiste en unir eléctricamente las bornas de los conductores activos o centrales que se encuentren puestos a tierra con las bornas de conductores de protección, es decir, unir cada una de las tierras.

En el presente proyecto la conexión de puesta a tierra se representa con el color verde e irán todas unidas. Según la *ITC-BT-40*, cuando la instalación receptora está conectada a la Red Pública, la puesta a tierra del sistema fotovoltaico debe ser independiente de la puesta a tierra del neutro.

La sección del conductor de protección y de enlace, así como las características de los electrodos de tierra, cumplirán lo prescrito por el *REBT*, en concreto en la *ITC-BT-18*.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 29. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

La sección del neutro de la instalación es de 25 mm², por lo que, siguiendo la tabla anterior, tenemos una sección de **16 mm²** de cobre desnudo para el conductor de puesta a tierra.

4. Análisis de pérdidas

En este apartado se pretende analizar las pérdidas de la instalación fotovoltaica para realizar posteriormente la potencia prevista y el estudio económico.

Para empezar, una vez que tenemos los datos técnicos de los componentes de la instalación fotovoltaica, el punto a considerar son las pérdidas generadas, lo que afecta a la producción de esta. En este proyecto se han tenido en cuenta las siguientes pérdidas:

- Pérdidas por suciedad.
- Pérdidas por orientación, inclinación y sombreado.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas en los conductores.

4.1 Pérdidas por suciedad

De acuerdo con el *PCT* de *IDAE*, las pérdidas por suciedad, principalmente del polvo en un día determinado pueden ser del 0% después de un día lluvioso, y llegar al 8% cuando los módulos se ven relativamente sucios. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los paneles, cercanías, carreteras y heces de aves.

Dichas pérdidas pueden ser debidas a que los marcos que tienen células solares bastante próximas a la parte inferior de marco del módulo. Otro aspecto de pérdida, son las estructuras soporte que sobresalen de los módulos y retienen de esta manera el polvo.

4.2 Pérdidas por orientación, inclinación y sombreado

La orientación e inclinación del panel solar y las sombras que pueda ocupar sobre este, serán inferiores a los expuestos en la siguiente tabla, según el *PCT* de *IDAE*. Se consideran tres casos: en general, superposición de los módulos y la integración arquitectónica.

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 30. Límites de pérdidas por inclinación, orientación y sombreado

Ahora bien, este tipo de pérdidas se calculan en función de:

- Ángulo azimutal ($\alpha = -8^\circ$).
- Ángulo de inclinación ($\beta = 30^\circ$).
- Latitud del emplazamiento ($l = 41,13^\circ$)

Se calculan los límites para la inclinación aceptables de acuerdo con los límites expuestos en la tabla anterior.

Conocido el azimut de -8° , se determina en la *Figura 32* los límites para la inclinación para el caso de una latitud de $41,13^\circ$.

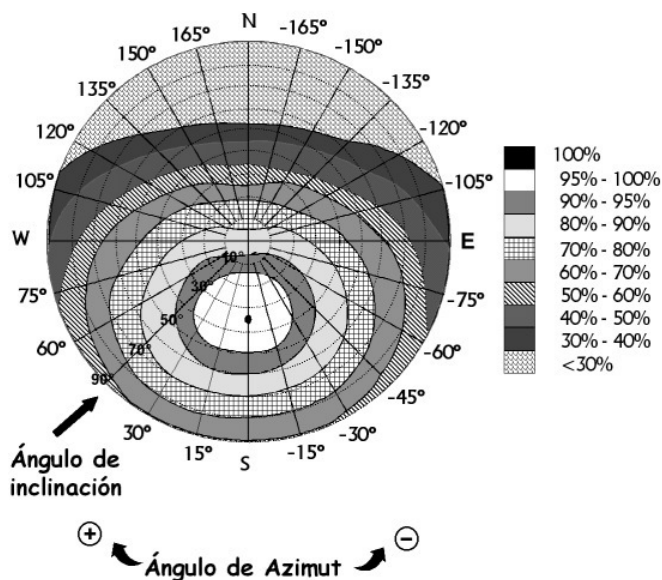


Figura 32. Inclinaciones mínimas y máximas

Como se puede observar, los puntos de intersección del límite de pérdidas del 5% (región blanca 95% - 100%) máximo para el caso general, con la recta de azimut a -8° .

Como resultado:

- Inclinación máxima: 60°
- Inclinación mínima: 8° con un mínimo de 5° .

Se tienen las siguientes formulas:

$$\text{Inclinación Máxima} = 60^\circ - (41 - 41,13)^\circ \quad (77)$$

$$\text{Inclinación Mínima} = 7^\circ - (41 - 41,13)^\circ \quad (78)$$

Para cumplir unas pérdidas máximas del 5% la inclinación de los paneles debe estar entre el rango de 60° y 8° . Por lo que se puede comprobar que la inclinación del panel es aceptable.

4.3 Pérdidas por temperatura

Cuando se habla de pérdidas por temperatura se refiere a la diferencia que hay entre la temperatura que genera los módulos en condiciones estándar a 25°C y la temperatura ambiente de ese instante.

Para calcular la temperatura que tendrá los paneles tenemos la siguiente expresión:

$$T_{\text{panel}} = T_{\text{amb}} + \frac{(T_{\text{op}} - 20) \cdot I_r}{800} \quad (79)$$

Donde:

- Tpanel: Temperatura del panel en esas condiciones (°C).
- Tamb: Temperatura del ambiente (°C).
- Top: Temperatura de operación nominal del panel. Según la ficha técnica es de 48°C.
- Ir: Irradiancia del emplazamiento (1000 W/m²).

Gracias al programa *PVsyst* y a su base de datos meteorológicas se recoge la media de temperaturas en cada mes. Para el valor de la irradiancia utilizamos el *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)*, para obtener los valores máximos incidentes a la instalación en el emplazamiento.

	Tamb (°C)	Ir (W/m2)	Tpanel (°C)
ENERO	9,2	360	21,80
FEBRERO	10	452	25,82
MARZO	13,1	630	35,15
ABRIL	15,3	854	45,19
MAYO	19	910	50,85
JUNIO	23,2	925	55,58
JULIO	26,1	963	59,81
AGOSTO	26,2	913	58,16
SEPTIEMBRE	22,6	789	50,22
OCTUBRE	18,9	650	41,65
NOVIEMBRE	13	503	30,61
DICIEMBRE	9,7	410	24,05

Tabla 31. Diferencia de temperaturas del panel y ambiente

Como se puede analizar en la tabla la mayor temperatura que puede alcanzar el panel en las peores condiciones es en el mes de julio. Se puede comprobar, además, de que el panel no llegará a sobrepasar la temperatura de funcionamiento de +85°C, como lo indica en su ficha técnica.

Para calcular las pérdidas tenemos la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas}_T = \text{Cofeciente}_{T_{\text{panel}}} \cdot (T_{\text{panel}} - T_{\text{estandar}}) \quad (80)$$

Donde el coeficiente de temperatura de la potencia máxima del módulo se encuentra en la ficha técnica, siendo un -0,37%/°C, y tomando las temperaturas del panel en peores condiciones:

	Tamb (°C)	Ir (W/m2)	Tpanel (°C)	PérdidasT (%)
ENERO	9,2	360	21,80	0
FEBRERO	10	452	25,82	0,25
MARZO	13,1	630	35,15	3,05
ABRIL	15,3	854	45,19	6,06
MAYO	19	910	50,85	7,76
JUNIO	23,2	925	55,58	9,17
JULIO	26,1	963	59,81	10,44
AGOSTO	26,2	913	58,16	9,95
SEPTIEMBRE	22,6	789	50,22	7,56
OCTUBRE	18,9	650	41,65	5,00
NOVIEMBRE	13	503	30,61	1,68
DICIEMBRE	9,7	410	24,05	0

Tabla 32. Pérdidas mensuales por temperatura de la instalación

Como se puede observar en los meses de invierno se tendrá menos pérdidas debido a sus bajas temperaturas, mientras que, en los meses de verano, especialmente en el mes de julio, siendo el caso más desfavorable, habrá menos pérdidas por temperatura, de hasta un 10,44%.

4.4 Pérdidas en los conductores

Para determinar las pérdidas que tendrán los cables calculados en el presente proyecto, se debe analizar las pérdidas de potencial o caída de tensión exacta considerando la diferencia de potencial a los que están sometidos, mas no, los 1,5 utilizados para el cálculo de la sección.

Despejando la caída de tensión de las ecuaciones 56 y 59, ya que tenemos tanto parte continua como alterna:

Para los Tramos 1 y 2:

$$\Delta V = \frac{2 \cdot L \cdot I}{s \cdot n \cdot \gamma} \quad (81)$$

Y para los Tramos 3 y 4:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot \frac{L \cdot I \cdot \cos \varphi}{s \cdot \gamma} \quad (82)$$

La definición de los parámetros será la misma para los utilizados en el cálculo de la sección.

Finalmente, las pérdidas será la división entre la caída de tensión por la sección y la tensión aplicada en dicho tramo.

Cable	Longitud (m)	Sn (mm2)	V (V)	ΔV	Pérdidas_C (%)
String 1	80	10	41,15	0,27	0,66
String 2	94	10	41,15	0,32	0,77
String 3	107	10	41,15	0,36	0,88
String 4	80	10	41,15	0,27	0,66
String 5	94	10	41,15	0,32	0,77
String 6	107	10	41,15	0,36	0,88
Caja de protecciones DC - Inversor	2	10	41,15	0,01	0,02
Inversor - Caja de protecciones AC	2	25	400	0,13	0,03
Caja de protecciones AC - Cuadro general	2	25	400	0,13	0,03

Tabla 33. Pérdidas por conductores de la instalación.

Como se puede observar las pérdidas por efecto Joule prevalecen considerablemente en la parte de continua, esto es debido al tamaño de la sección y longitud que tiene el cable. La instalación sigue siendo viable gracias al doble aislamiento del cable, lo que hace que dichas pérdidas se reduzcan en gran medida.

5. Estudio Energético

El objetivo de este apartado es realizar un estudio y cálculo de la potencia que generará la instalación fotovoltaica. Es indispensable el análisis de pérdidas anterior para poder determinar el rendimiento energético disponible. Para ello, existe un coeficiente que recoge la eficiencia y dichas pérdidas, necesario para el cálculo posterior:

5.1 Coeficiente de rendimiento (*Performance Ratio – PR*)

Se trata de un factor de calidad de la instalación fotovoltaica, en concreto expresa la relación del rendimiento energético real con respecto al rendimiento energético posible tras haber descontado las pérdidas y el consumo propio para la operación:

Este factor se calcula como:

$$PR = (1 - \sum \text{Pérdidas}) \cdot \text{Rendimiento del inversor} \quad (83)$$

Como se ha visto anteriormente, las pérdidas varían dependiendo de los meses del año, por lo que se puede resumir en la siguiente tabla que arroja el PVsystem.

	PR
ENERO	0,903
FEBRERO	0,894
MARZO	0,872
ABRIL	0,864
MAYO	0,847
JUNIO	0,831
JULIO	0,822
AGOSTO	0,820
SEPTIEMBRE	0,839
OCTUBRE	0,861
NOVIEMBRE	0,889
DICIEMBRE	0,904

Tabla 34. Coeficiente de rendimiento

5.2 Energía prevista

Una vez que se tienen los cálculos técnicos y teóricos de la instalación fotovoltaica, se procede a calcular la potencia total que puede aportar a la industria.

La estimación de la energía se realizará de acuerdo con lo expresado en el *PCT de IDAE*, mediante la siguiente fórmula:

$$E_P = \frac{I_r \cdot P_{mp} \cdot PR}{I_0} \quad (84)$$

Donde:

- E_p : Energía prevista que generará la instalación (kWh/día).
- I_r : Irradiancia solar media en un mes (kWh/m² · mes)
- P_{mp} : Potencia pico de los paneles solares en serie (42,24 kWp).
- PR: Coeficiente de rendimiento mensual calculado anteriormente.
- I_0 : Irradiancia media estándar en AM1,5. (1000 W/m²)

Gracias al PVsyst tenemos la energía producida en meses, por lo que se debe dividir por días para adaptarlo a la formula:

	Días del mes	Irradiancia (kWh/m ² ·mes)	Irradiancia (kWh/m ² ·día)
ENERO	31	63,3	2,04
FEBRERO	28	83,9	3,00
MARZO	31	135,3	4,36
ABRIL	30	162,7	5,42
MAYO	31	200,3	6,46
JUNIO	30	214,5	7,15
JULIO	31	219,3	7,07
AGOSTO	31	189,6	6,12
SEPTIEMBRE	30	138,9	4,63
OCTUBRE	31	101	3,26
NOVIEMBRE	30	64,8	2,16
DICIEMBRE	31	53,9	1,74

Tabla 35. Irradiancia producida al día en el emplazamiento

Teniendo todos los datos, la energía prevista diaria y mensual será:

	Irradiancia (kWh/m ² ·día)	PR	Ep_diaria (kWh/día)	Ep_mensual (kWh/mes)
ENERO	2,04	0,903	81,31	2520,75
FEBRERO	3,00	0,894	118,19	3309,27
MARZO	4,36	0,872	167,90	5204,78
ABRIL	5,42	0,864	206,74	6202,13
MAYO	6,46	0,847	241,35	7481,75
JUNIO	7,15	0,831	262,03	7860,80
JULIO	7,07	0,822	256,32	7945,80
AGOSTO	6,12	0,820	221,25	6858,82
SEPTIEMBRE	4,63	0,839	171,21	5136,22
OCTUBRE	3,26	0,861	123,64	3832,75
NOVIEMBRE	2,16	0,889	84,68	2540,48
DICIEMBRE	1,74	0,904	69,35	2149,75

Tabla 36. Energía generada diaria y mensual de la instalación

Ahora se realiza un balance energético entre la energía mensual y la que consume la industria, así como su respectivo grafico para analizar los resultados.

	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)	ENERGÍA PRODUCIDA (kWh)	BALANCE ENERGÉTICO (kWh)
ENERO	2855,00	2414,43	440,57
FEBRERO	5303,00	3169,70	2133,30
MARZO	5227,00	4985,26	241,74
ABRIL	5482,00	5940,54	-458,54
MAYO	4885,00	7166,19	-2281,19
JUNIO	4234,00	7529,26	-3295,26
JULIO	4507,00	7610,67	-3103,67
AGOSTO	4189,00	6569,54	-2380,54
SEPTIEMBRE	4351,00	4919,59	-568,59
OCTUBRE	5246,00	3671,10	1574,90
NOVIEMBRE	5288,00	2433,33	2854,67
DICIEMBRE	3563,00	2059,08	1503,92
TOTAL	55130,00	58468,69	-3338,69

Tabla 37. Balance energético de la instalación

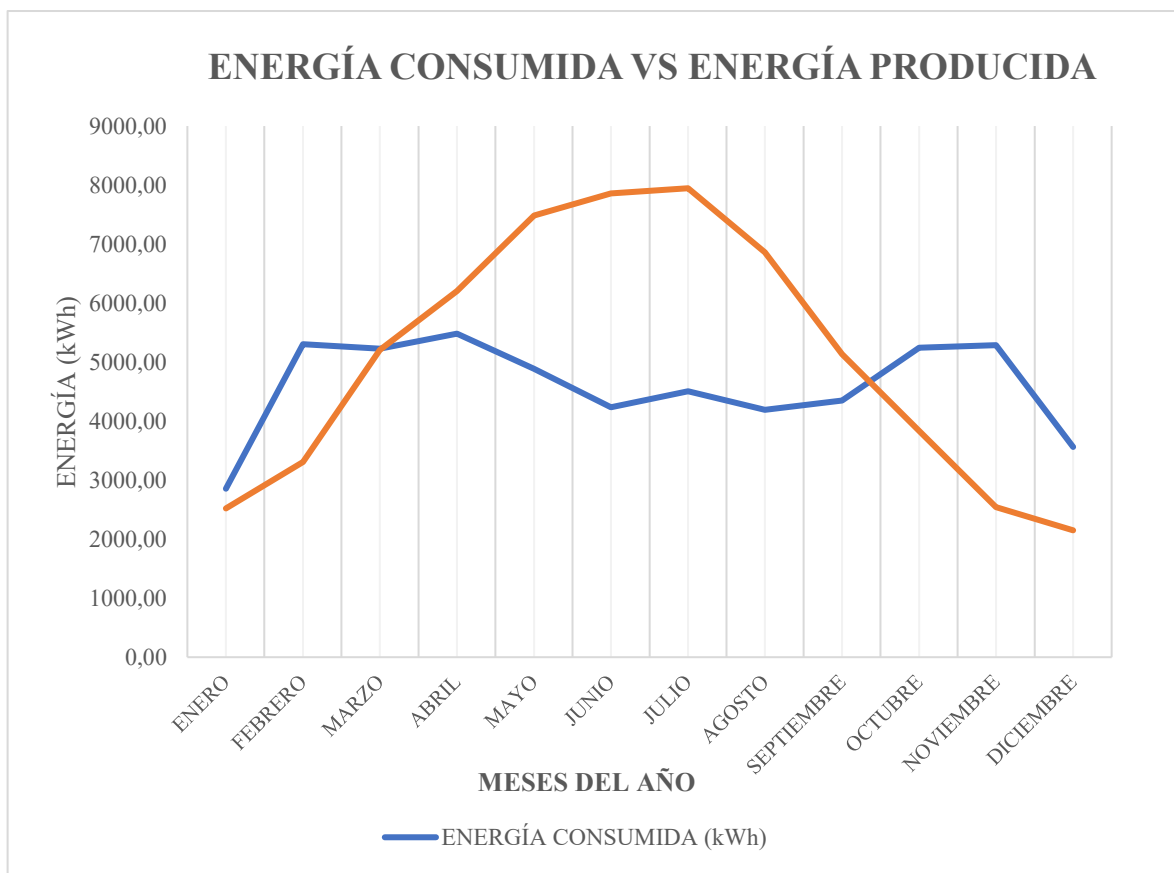


Figura 33. Gráfica de la energía consumida en el año 2022 vs la producida por la instalación

6. Estudio Económico

Ahora que se tiene todos los datos pertinentes de la instalación fotovoltaica, se realiza un estudio económico para verificar su rentabilidad.

6.1 Balance económico

Para determinar si el proyecto es viable económicamente y de esta manera conocer el autoconsumo y ahorro en la factura de la luz de cada mes, se realiza un balance entre lo consumido y el costo total mensual.

Gracias a los datos proporcionados, se ha podido conocer los gastos que tuvo la empresa a lo largo del 2022.

	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh)	COSTE MENSUAL (€)
ENERO	2855,00	853,22
FEBRERO	5303,00	1584,80
MARZO	5227,00	1562,09
ABRIL	5482,00	1638,30
MAYO	4885,00	1459,88
JUNIO	4234,00	1265,33
JULIO	4507,00	1346,92
AGOSTO	4189,00	1251,88
SEPTIEMBRE	4351,00	1300,30
OCTUBRE	5246,00	1567,77
NOVIEMBRE	5288,00	1580,32
DICIEMBRE	3563,00	1064,80
TOTAL	55130,00	16475,60

Tabla 38. Costes de la industria en el año 2022

El coste medio del kWh en España en el año 2022 fue de un 0,29885 €/kWh, por lo tanto, el consumo como el coste se ha mantenido constante en el año.

Teniendo esto en cuenta, tanto la potencia consumida, como la energía generada mensual de la instalación, se realiza una comparación entre lo que se pagaba y lo que se ahorraría con la instalación fotovoltaica.

	BALANCE ENERGÉTICO (kWh)	COSTE CON FV (€)	AHORRO MENSUAL (€)
ENERO	334,25	99,89	753,33
FEBRERO	1993,73	595,83	988,98
MARZO	22,22	6,64	1555,45
ABRIL	-720,13	-215,21	1853,51
MAYO	-2596,75	-776,04	2235,92
JUNIO	-3626,80	-1083,87	2349,20
JULIO	-3438,80	-1027,69	2374,60
AGOSTO	-2669,82	-797,88	2049,76
SEPTIEMBRE	-785,22	-234,66	1534,96
OCTUBRE	1413,25	422,35	1145,42
NOVIEMBRE	2747,52	821,10	759,22
DICIEMBRE	1413,25	422,35	642,45
TOTAL	-3338,69	-1767,19	18242,79

Tabla 39. Balance económico de la instalación

Como se puede observar en la grafica anterior, la empresa ahorraría un total de 18.242,79€ al año, con respecto al valor que se pagaba en el año 2022. La energía excedente se iría a la red para reducir los gastos que tiene la empresa en los momentos en los que no se genere energía solar.

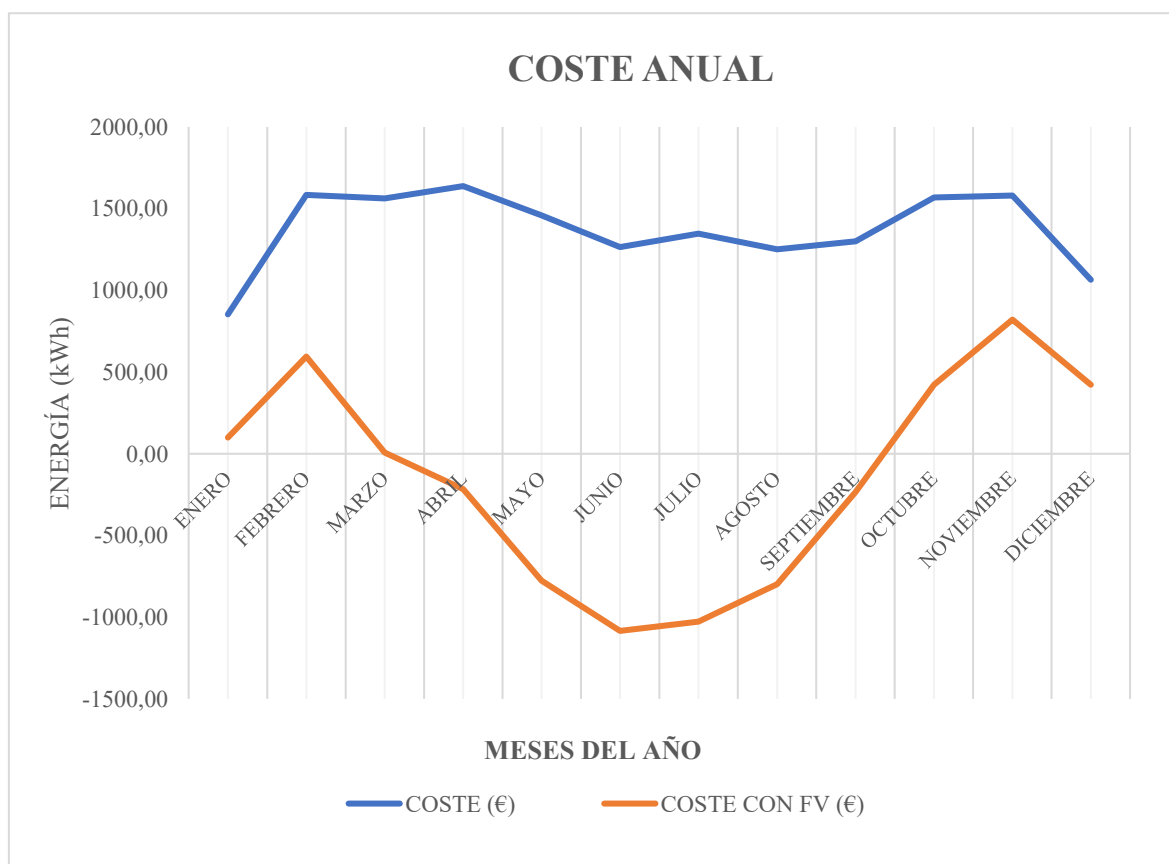


Figura 34. Evolución del costo anual de la instalación

La evolución que tendrá el coste anual se puede apreciar en el gráfico anterior, haciendo que la instalación fotovoltaica sea apta y viable para autoconsumo, donde el ahorro en verano será el más remarcable.

6.2 Rentabilidad de la instalación

Para la puesta en marcha la instalación del presente proyecto es necesario un presupuesto de **64.288,94 €**, por lo que amortizar la inversión es uno de los puntos más importantes que tiene este tipo de instalaciones.

Para conocer la rentabilidad de la inversión se deben tener en cuenta los siguientes factores:

6.2.1 Valor actual neto (VAN)

Gracias al valor actual neto se puede conocer la suma de los valores actuales de los flujos de caja, mediante la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+k)^t} \quad (85)$$

Donde:

- F_i : Flujos netos de caja del año.
- k : Tasa de descuento.
- t : Años en futuro.

Para los flujos anuales se tiene que es la diferencia entre el costo de mantenimiento, limpieza y revisiones periódicas de unos 1,500 € aproximadamente, y el ahorro por de la instalación de 18.242,79€, por lo que los flujos de netos de caja al año serían de 16.742,79 € y suponemos una tasa de descuento inicial del 6% y con una vida útil del proyecto es de unos 15 años.

Ahora si se tiene en cuenta la teoría del VAN, que dice:

- $VAN < 0$: presenta pérdidas, por lo que el proyecto no será rentable.
- $VAN > 0$: presenta ganancias, por lo que el proyecto será rentable
- $VAN = 0$: no se tienen ni pérdidas ni ganancias, por lo que el proyecto tampoco será rentable.

Analizando los datos se puede comprobar que el valor del VAN es positivo desde el primer año por lo que existen ganancias, haciendo rentable el proyecto.

6.2.2 Tasa de interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno o TIR indica la tasa de interés o la rentabilidad que tiene la inversión de la instalación, para así conocer el beneficio que se obtendría cada año desde la inversión inicial.

Para saber dicho valor hace falta sustituir el valor de k por el TIR e igualando el VAN a 0.

De este modo, si el TIR es mayor que el valor inicial de k, la inversión será rentable; de lo contrario no lo sería. En este caso el TIR será de un 14% mayor que la tasa inicial del 6%, haciendo que el proyecto sea viable.

6.2.3 Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Es el tiempo de amortización que tiene la instalación, que se obtiene de la siguiente manera:

$$PRI = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo neto anual}} \quad (86)$$

$$PRI = \frac{64.288,94 \text{ €}}{15.973,37 \text{ €}} = 3,83 \quad (87)$$

Por lo que en menos de 4 años se recupera la inversión hecha para la instalación, dicha evolución se puede calcular a lo largo de la vida útil del proyecto, mediante:

$$EV_PRI = \frac{\text{Flujo neto anual}}{\text{Inversión inicial}} * 100 \quad (88)$$

Obteniendo la siguiente gráfica:

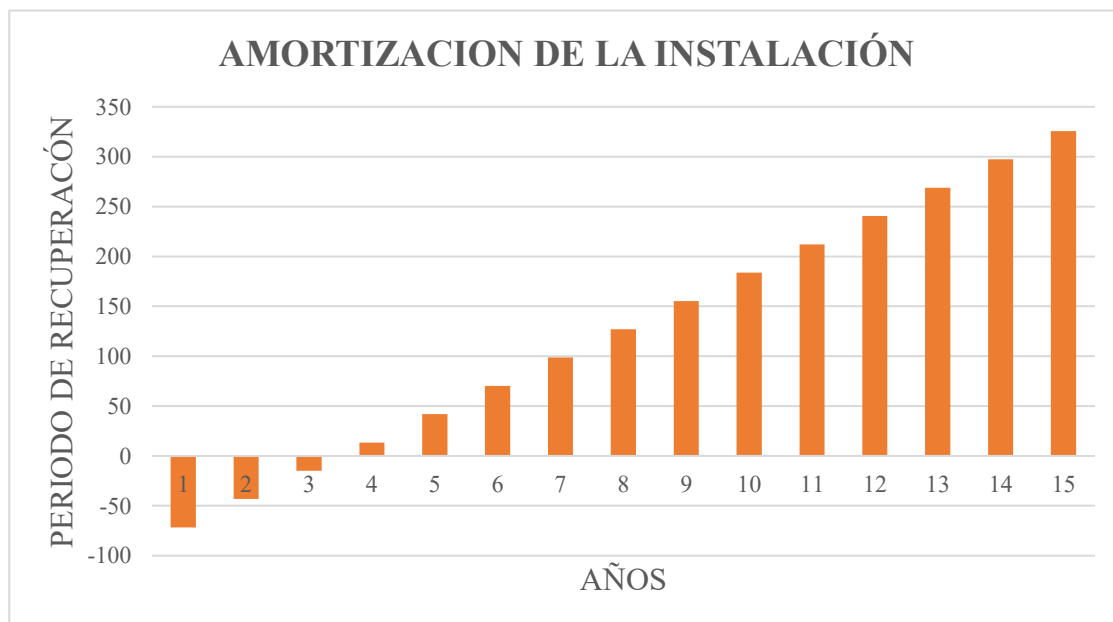


Figura 35. Periodo de amortización de la instalación

Se puede observar que, a partir del tercer año de la instalación, el resto de los años es ganancia, por lo que la viabilidad de la instalación es correcta bajo un punto de vista económico.

Planos

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Planos

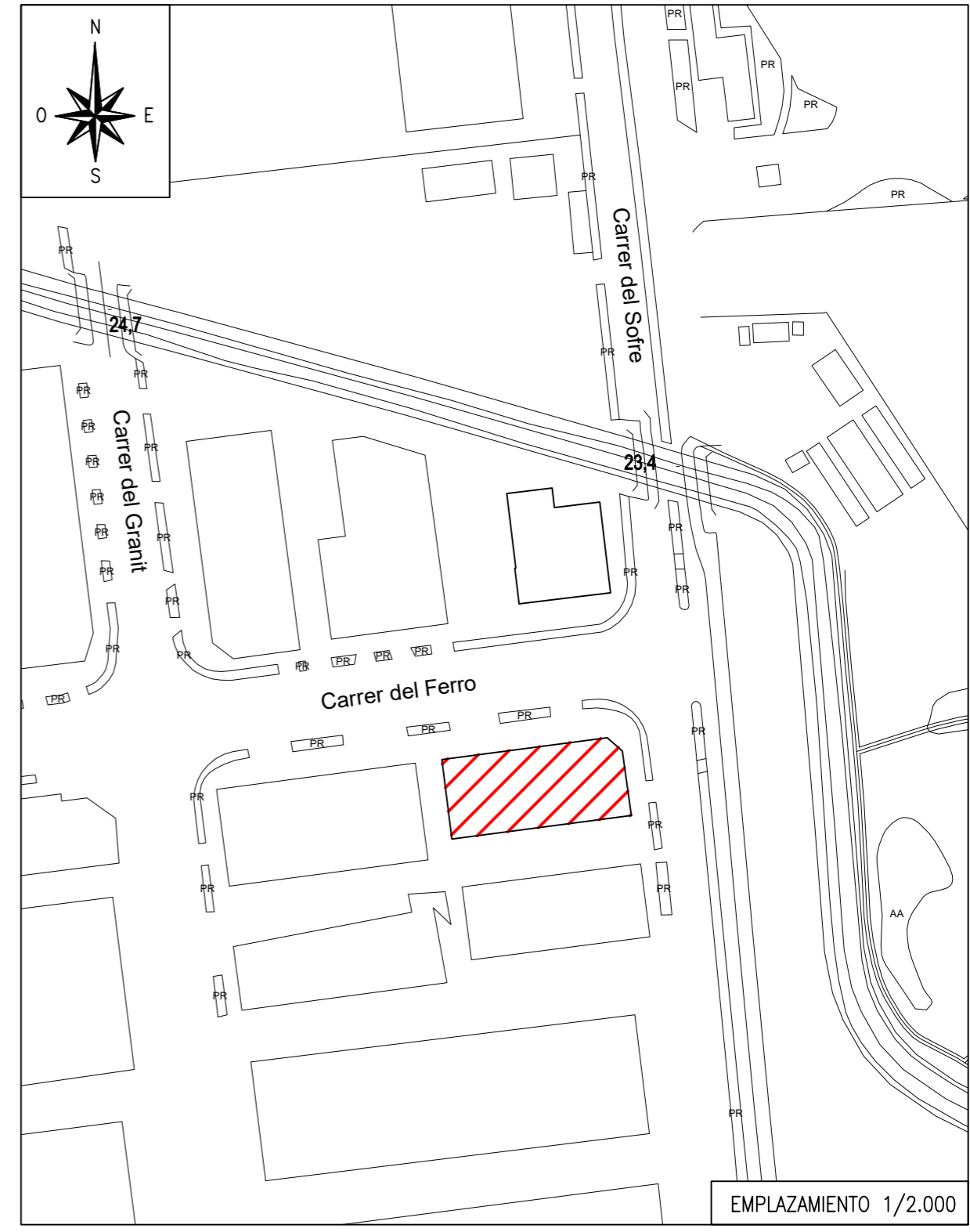
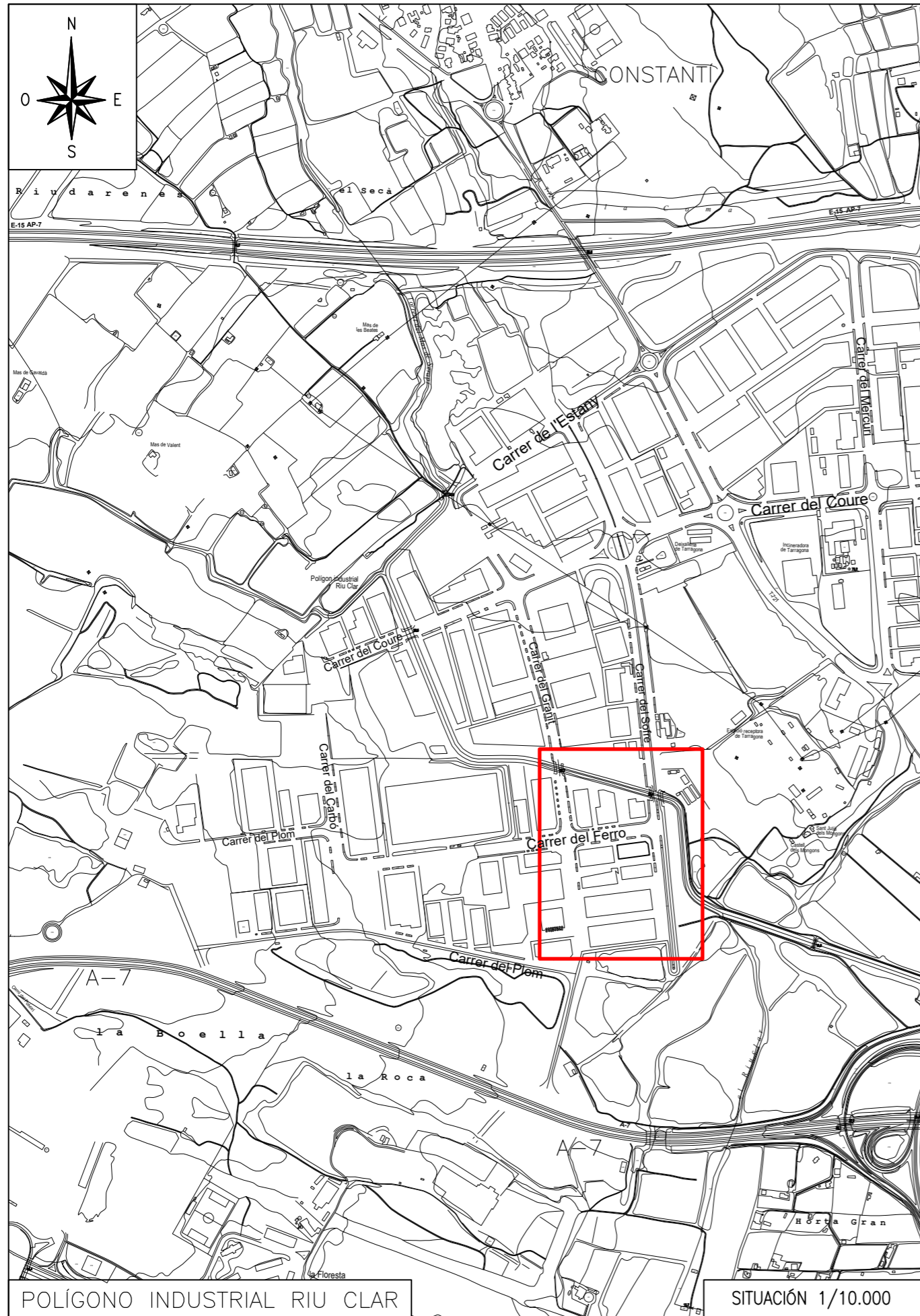
- 1. Plano de situación y emplazamiento**
- 2. Plano de la instalación fotovoltaica en planta**
- 3. Plano de la inclinación y detalle de los módulos fotovoltaicos**
- 4. Plano de interconectado de las placas con el inversor**
- 5. Plano del esquema unifilar de la instalación fotovoltaica**

Tarragona, junio de 2023

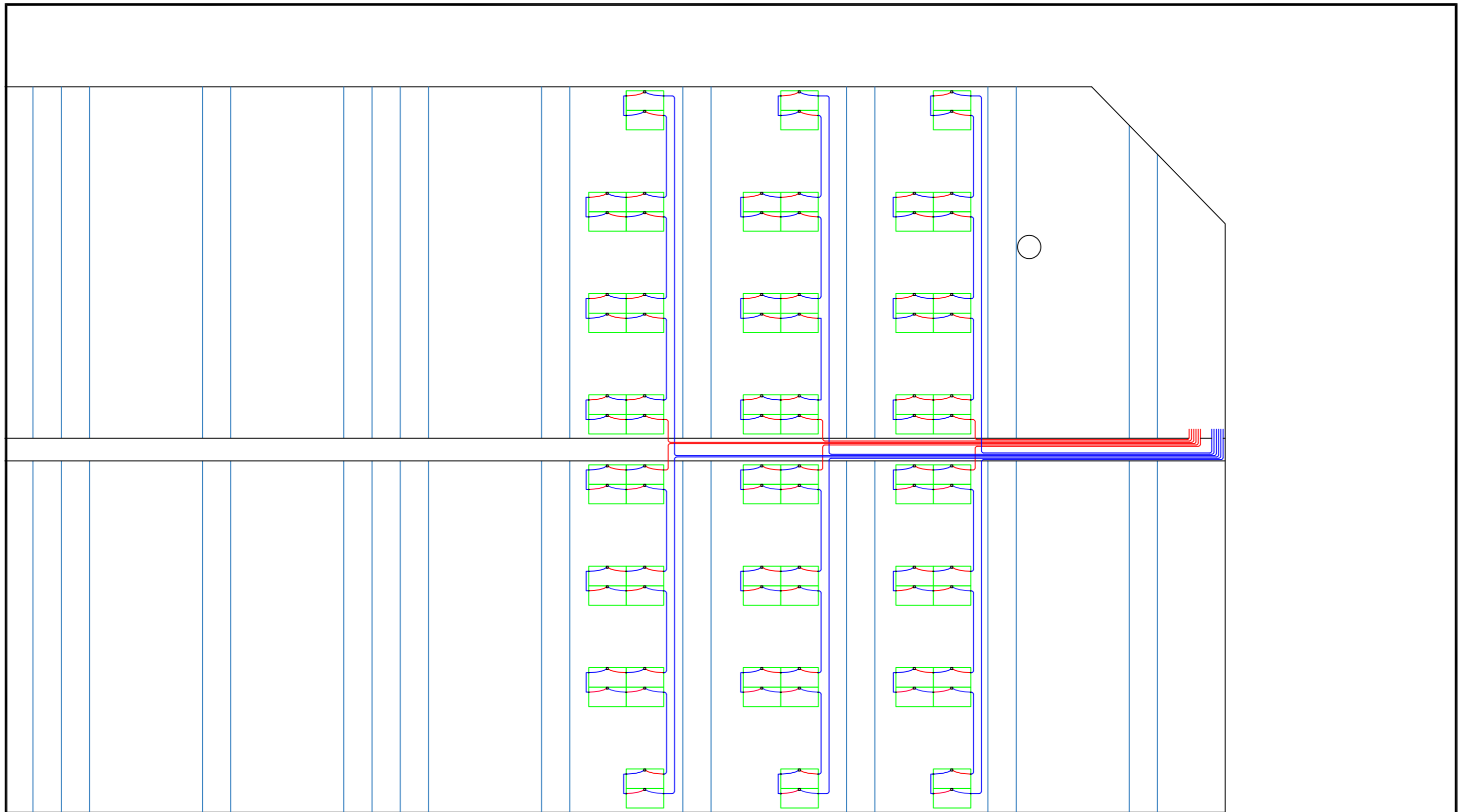


Juan Felipe Gil Ruiz



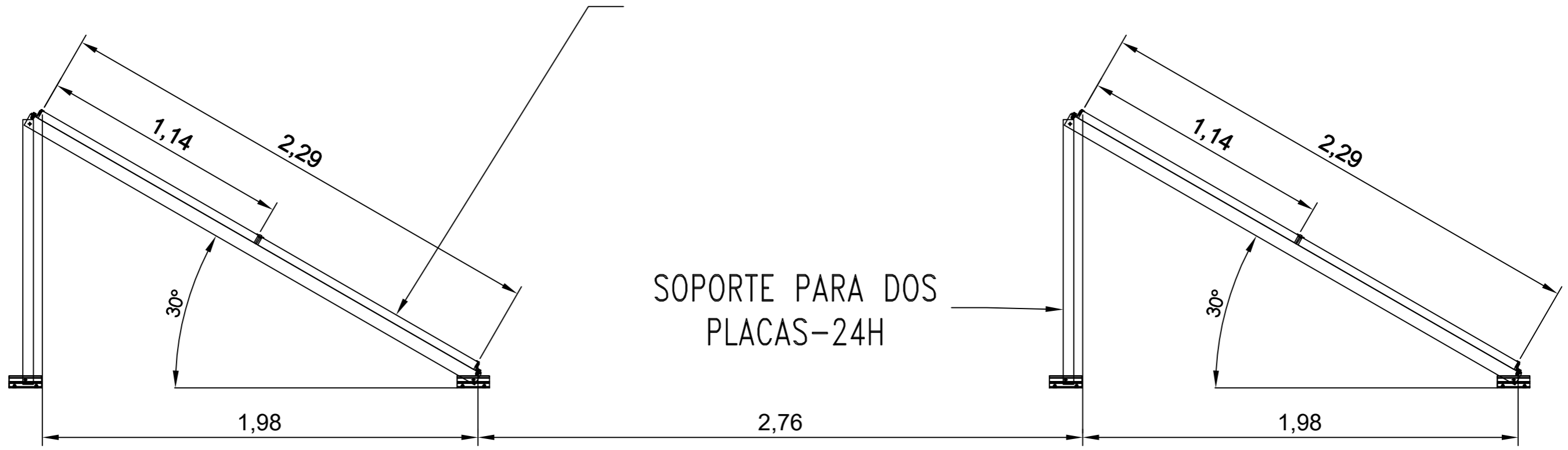


UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI		TRABAJO DE FIN DE GRADO	
		ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA	
	Fecha	Nombre	
Dibujado	Mayo 2023	Juan Felipe Gil Ruíz	
Escala	SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO		
1/10.000			
1/2.000			
			Nº 1



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI		TRABAJO DE FIN DE GRADO	
	Fecha	Nombre	ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA
Dibujado	Mayo 2023	Juan Felipe Gil Ruíz	
Escala	5/1		INSTALACIÓN FV EN PLANTA
			Nº 2

MÓDULO SOLAR
JAM72S30-525Wp

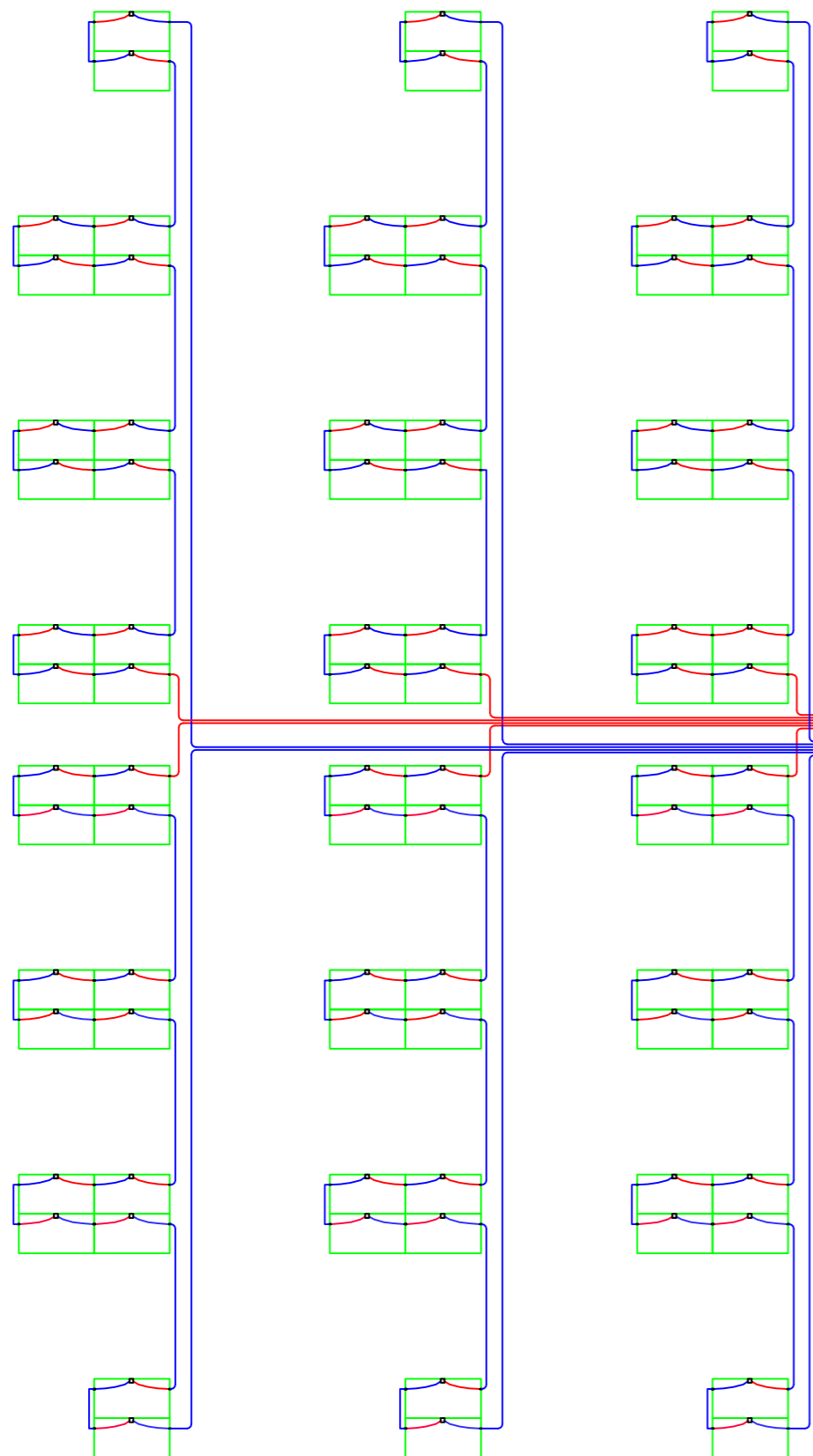


UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI		TRABAJO DE FIN DE GRADO	
	Fecha	Nombre	ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA
Dibujado	Mayo 2023	Juan Felipe Gil Ruíz	
Escala	INCLINACIÓN Y DETALLES MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		Nº 3
S/E			

3 STRING/14 PLACAS

2 STRING/14 PLACAS

1 STRING/14 PLACAS



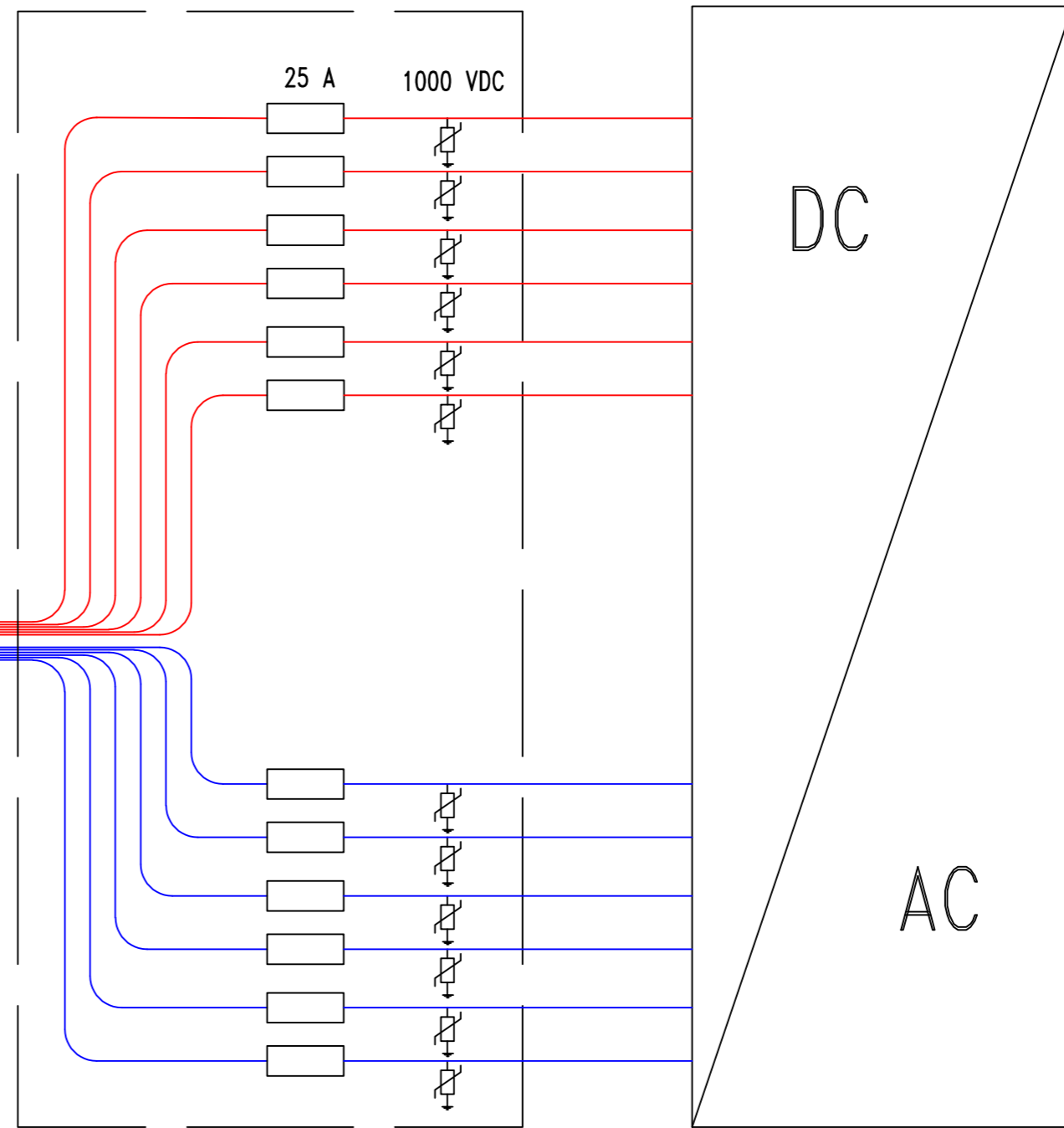
6 STRING/14 PLACAS

5 STRING/14 PLACAS

4 STRING/14 PLACAS

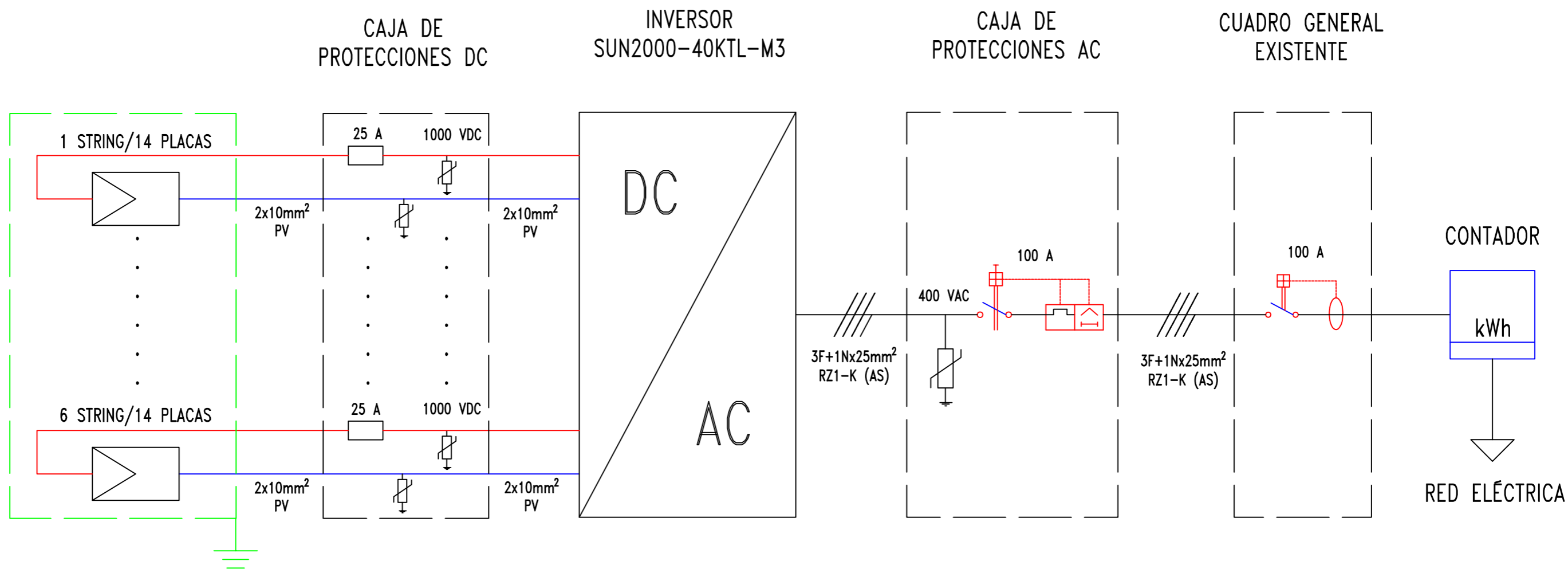
CAJA DE PROTECCIONES DC

INVERSOR SUN2000-40KTL-M3



2x10mm² PV

UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI		TRABAJO DE FIN DE GRADO	
Fecha	Nombre	ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA	
Dibujado	Mayo 2023	Juan Felipe Gil Ruiz	
Escala	CONEXIONADO PLACAS E INVERSOR		Nº 4
S/E			



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI		TRABAJO DE FIN DE GRADO	
Fecha	Nombre	ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA	
Dibujado	Mayo 2023	Juan Felipe Gil Ruíz	
Escala	ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN		Nº 5

Pliego de Condiciones

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Pliego de Condiciones

1. Objeto

- Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.
- El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de estos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

2. Generalidades

- Este Pliego se aplica a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.
- Podrá, asimismo, servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.
- En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares fotovoltaicas, y en particular las siguientes:
 - Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
 - Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
 - Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
 - 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.
 - Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
 - Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3. Definiciones

3.1 Radiación solar

- Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 Módulos

- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.



- Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m²
 - Distribución espectral: AM 1,5 G
 - Temperatura de célula: 25 °C
- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

3.4 Integración arquitectónica

Según los casos, se aplicarán las denominaciones siguientes:

- Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: Cuando los módulos fotovoltaicos cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.
- Revestimiento: Cuando los módulos fotovoltaicos constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.
- Cerramiento: Cuando los módulos constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanquidad y aislamiento térmico.
- Elementos de sombreado: Cuando los módulos fotovoltaicos protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada.
- La colocación de módulos fotovoltaicos paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en 3.4.1, se denominará superposición y no se considerará integración arquitectónica. No se aceptarán, dentro del concepto de superposición, módulos horizontales.

4. Diseño

4.1 Diseño del panel fotovoltaico

- Generalidades
- El módulo fotovoltaico seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 5.2.
- Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.



- En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

4.2 Diseño del sistema de monitorización

- El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
 - Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
 - Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
 - Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
 - Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
 - Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.
- Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN.
- El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

4.3 Integración arquitectónica

- En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.
- Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requerirían su intervención.
- Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

5. Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.
- La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.



- El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.
- Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.
- Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.
- Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.
- En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.
- Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en castellano y, además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

5.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

- Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión. Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:
 - UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
 - UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
 - UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.
- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado 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.
- Será deseable una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.
- Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

5.3 Estructura y soporte

- Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

- En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.
- Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.
- La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.
- En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

5.4 Inversores

- Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Auto conmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionarán en isla o modo aislado.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
 - UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
 - UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
 - IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.
- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.

- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes: – Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- **El autoconsumo** de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- 5.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.
- Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

5.5 Cableado

- Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.
- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.
- El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.



5.6 Conexión a red

- Todas las instalaciones de hasta 100 kW cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.7 Medidas

- Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

5.8 Protecciones

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

5.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.
- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5.10 Armónicos y compatibilidades electromagnéticas

- Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6. Recepción y pruebas

- El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.
- Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.
- Las pruebas para realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:
 - Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
 - Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
 - Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasarán a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
 - Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
 - Retirada de obra de todo el material sobrante.
 - Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7. Cálculo de la producción anual esperada

- En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

En el Anexo de Cálculo se especifica el ejemplo, en el apartado. *5.1 Balance Energético*.

8. Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

8.1 Generalidades

- Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.
- El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de esta, con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

8.2 Programa de mantenimiento

- El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.
- Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de esta:
 - Mantenimiento preventivo y Mantenimiento correctivo.
- Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de esta.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el punto 8.3 y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
 - El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
 - Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.
- El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

- Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.
- Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

8.3 Garantías

Ámbito general de la garantía

- Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.
- La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

Plazos

- El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.
- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

Anulación de la garantía

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto 8.3.

Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.
- El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.
- El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

Tarragona, junio de 2023



Juan Felipe Gil Ruiz



Mediciones

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Mediciones

1. Capítulo I. Instalación fotovoltaica

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1IF	Módulo Fotovoltaico JAM72S30 525Wp	Ud
	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 525 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 12,76 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,15 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,65 A, eficiencia 20,3%, 144 células, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de poli fluoruro de vinilo, poliéster y poli fluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2281x1136x36 mm, con diodos bypass, cables y conectores. Certificación IP68	78
2IF	Inversor SUN2000 40KTL-M3	Ud
	Inversor trifásico, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 40 kW, potencia máxima de salida 44 kVA, eficiencia máxima 98,7%, 8 entradas, dimensiones 640x530x270 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	1
3IF	Soporte inclinado abierto 2 filas SUNFER 24H	Ud
	Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura, anclaje a hormigón soporte premontado. Disposición de los módulos Horizontal. Valido para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm. Tornillería de anclaje no incluida. Inclinación estándar de 15° y 30°.	24

2. Capítulo II. Cableado

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1IC	Cable Fotovoltaico PRYSUN H1Z2Z2-K	m
	Cable solar con máxima resistencia al agua (AD8 y WET-I 1500) para instalaciones fotovoltaicas (30 años). Tipo H1Z2Z2-K, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx), clase CPR Eca, diseño s/ EN 50618 e IEC 62930.	562

2IC	Cable Afumez Class 1000 V(AS) / RZ1-K (AS)	m
	Cable de fácil pelado, conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex. Clase CPR Cca-s1b,d1,a1.Diseño según UNE 21123-4.	6
3IC	Tubo PVC	m
	Canalización de tubo rígido de PVC, curvable en caliente, de color negro de 16 mm de diámetro nominal, con grado de protección IP547. Instalación fija en superficie	402
4IC	Bandeja para soporte y conducción de cables fotovoltaico	m
	Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 100x500 mm, resistencia al impacto 20 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, con 1 compartimento, con soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035.	70
5IC	Conductor de tierra	m
	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre, de 16 mm ² de sección.	150

3. Capítulo III. Protecciones

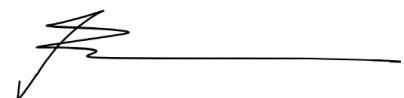
CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1IP	Caja de protecciones DC - StringBox Monofásico	Ud
	Caja de protección en corriente continua de hasta 63 A de intensidad, formada por una 8 entradas y 8 salidas para cables de 10 mm ² , soporte de hasta 1000 Vdc por entrada, precintable, autoventilada y con mirilla de material transparente resistente a la acción de los rayos ultravioletas, para instalación empotrada. Incluso equipo completo de medida, bornes de conexión, bases cortacircuitos, sobretensiones y fusibles para protección de la derivación individual. Normalizada por la empresa suministradora. Según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP65 según UNE 20324 e IK09 según UNE-EN 50102.	1
2TP	Caja de protecciones AC Trifásico 40kW	Ud
	Caja completa y cableado, con protecciones para la línea AC de inversor hasta contador de compañía o conexión interior. Armario sobre pared, intemperie. ABS, IP65 Trifásico	1

3TP	Interruptor magnetotérmico	Ud
	Interruptor automático magnetotérmico, de 4,5 módulos, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, poder de corte 10 kA, curva de 8 a 12 x In, modelo DZ158-3-100 "CHINT ELECTRICS", de 81x84,5x77 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-2. grado de protección IP547.	1
4TP	Interruptor diferencial modular	Ud
	Interruptor diferencial selectivo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 10 kA, clase A.	1

4. Capítulo IV. Varios

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD
1V	Pruebas y ensayos - control de calidad	Ud
	Conjunto de pruebas y ensayos, realizados por un técnico de calidad acreditado en el área técnica correspondiente, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente.	1
2V	Partida de seguridad en obra	Ud
	Aplicación de las medidas del estudio básico de seguridad y salud para la correcta instalación del proyecto.	1

Tarragona, junio de 2023



Juan Felipe Gil Ruiz

Presupuesto

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Presupuesto

1. Precios unitarios

CÓDIGO	UNIDAD DE OBRA	UNIDAD	PRECIO UNITARIO (€)
1IF	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 525 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 12,76 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,15 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,65 A, eficiencia 20,3%, 144 células, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etil-vinilacetato (EVA), capa posterior de poli fluoruro de vinilo, poliéster y poli fluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2281x1136x36 mm, con diodos bypass, cables y conectores. Certificación IP68	Ud	191,16
2IF	Inversor trifásico, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 40 kW, potencia máxima de salida 44 kVA, eficiencia máxima 98,7%, 8 entradas, dimensiones 640x530x270 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	Ud	4276,97
2IF	Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura, anclaje a hormigón soporte premontado. Disposición de los módulos Horizontal. Valido para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm. Tornillería de anclaje no incluida. Inclinación estándar de 15° y 30°.	Ud	126,63

1IC	Cable solar con máxima resistencia al agua (AD8 y WET-I 1500) para instalaciones fotovoltaicas (30 años). Tipo H1Z2Z2-K, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx), clase CPR Eca, diseño s/ EN 50618 e IEC 62930.	m	1,28
2IC	Cable de fácil pelado, conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex. Clase CPR Cca-s1b,d1,a1.Diseño según UNE 21123-4.	m	18,2
3IC	Canalización de tubo rígido de PVC, curvable en caliente, de color negro de 16 mm de diámetro nominal, con grado de protección IP547. Instalación fija en superficie	m	3,96
4IC	Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 100x500 mm, resistencia al impacto 20 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, con 1 compartimento, con soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035.	m	62,2
4IC-1	Pieza de unión entre tramos de bandeja, de PVC, color gris RAL 7035, de 100 mm de altura, incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6	Ud	11,73
4IC-2	Soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035, incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6.	Ud	51,03
5IC	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre, de 16 mm ² de sección.	m	0,5
5IC-1	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	Ud	1,15
1IP	Caja de protección en corriente continua de hasta 63 A de intensidad, formada por una 8 entradas y 8 salidas para cables de 10 mm ² , soporte de hasta 1000 Vdc por entrada, precintable, autoventilada y con mirilla de material transparente resistente a la acción de los rayos ultravioletas, para instalación empotrada. Incluso equipo completo de medida, bornes de conexión,	Ud	320,16

	bases cortacircuitos, sobretensiones y fusibles para protección de la derivación individual. Normalizada por la empresa suministradora. 20324 e IK09 según UNE-EN 50102.		
1TP-1	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	Ud	1,48
2TP	Caja completa y cableado, con protecciones para la línea AC de inversor hasta contador de compañía o conexión interior. Armario sobre pared, intemperie. ABS, IP65 Trifásico	Ud	480,37
3TP	Interruptor automático magnetotérmico, de 4,5 módulos, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, poder de corte 10 kA, curva de 8 a 12 x In, modelo DZ158-3-100 "CHINT ELECTRICS", de 81x84,5x77 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-2. grado de protección IP547.	Ud	214,2
4TP	Interruptor diferencial selectivo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 10 kA, clase A.	Ud	867,17
1V	Conjunto de pruebas y ensayos, realizados por un técnico de calidad acreditado en el área técnica correspondiente, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente.	Ud	350
2V	Aplicación de las medidas del estudio básico de seguridad y salud para la correcta instalación del proyecto.	Ud	300
1OF	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	h	24,03
2OF	Ayudante instalador de captadores solares.	h	20,79
3OF	Oficial 1ª electricista.	h	24,03
4OF	Ayudante electricista.	h	20,79
5OF	Oficial 1ª construcción.	h	23,27
6OF	Peón ordinario construcción.	h	19,44

2. Presupuesto descompuesto

2.1 Capítulo I. Instalación Fotovoltaica

11F	Módulo Fotovoltaico JAM60S09 330Wp		103,14 €
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 525 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 12,76 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,15 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,65 A, eficiencia 20,3%, 144 células, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etil-vinilacetato (EVA), capa posterior de poli fluoruro de vinilo, poliéster y poli fluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2281x1136x36 mm, con diodos bypass, cables y conectores. Certificación IP68	96,14	96,14
		Subtotal materiales:	96,14
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	24,03	2,67
h	Ayudante instalador de captadores solares.	20,79	2,31
		Subtotal mano de obra:	4,98
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	101,12	2,02
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	103,14

2IF	Inversor SUN2000 40KTL-M3		4.367,59 €
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
Ud	Inversor trifásico, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 40 kW, potencia máxima de salida 44 kVA, eficiencia máxima 98,7%, 8 entradas, dimensiones 640x530x270 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.	4276,97	4276,97
Subtotal materiales:			4276,97
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31
Subtotal mano de obra:			4,98
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	4281,95	85,6
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	4367,59

3IF	Soporte inclinado abierto 2 filas SUNFER 24H		134,24 €
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
Ud	Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura, anclaje a hormigón soporte premontado. Disposición de los módulos Horizontal. Valido para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm. Tornillería de anclaje no incluida. Inclinación estándar de 15° y 30°.	126,63	126,63
Subtotal materiales:			126,63
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	24,03	2,67
h	Ayudante instalador de captadores solares.	20,79	2,31
Subtotal mano de obra:			4,98
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	131,61	2,63
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	134,24

2.2 Capítulo II. Cableado

1IC		Cable Fotovoltaico PRYSUN H1Z2Z2-K	6,39 €	
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe	
1	Materiales			
m	Cable solar con máxima resistencia al agua (AD8 y WET-I 1500) para instalaciones fotovoltaicas (30 años). Tipo H1Z2Z2-K, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx), clase CPR Eca, diseño s/ EN 50618 e IEC 62930.	1,28	1,28	
		Subtotal materiales:	1,28	
2	Mano de obra			
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67	
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31	
		Subtotal mano de obra:	4,98	
3	Costes directos complementarios			
%	2% Costes directos complementarios	6,26	0,13	
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	6,39	

2IC		Cable Afumex Class 1000 V(AS) / RZ1-K (AS)	23,64 €	
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe	
1	Materiales			
m	Cable de fácil pelado, conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex.Clase CPR Cca-s1b,d1,a1.Diseño según UNE 21123-4.	18,2	18,2	
		Subtotal materiales:	18,2	
2	Mano de obra			
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67	
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31	
		Subtotal mano de obra:	4,98	
3	Costes directos complementarios			
%	2% Costes directos complementarios	23,18	0,46	
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	23,64	

3IC		Tubo PVC	9,12 €	
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe	
1	Materiales			
m	Canalización de tubo rígido de PVC, curvable en caliente, de color negro de 16 mm de diámetro nominal, con grado de protección IP547. Instalación fija en superficie	3,96	3,96	
			Subtotal materiales:	3,96
2	Mano de obra			
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67	
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31	
			Subtotal mano de obra:	4,98
3	Costes directos complementarios			
%	2% Costes directos complementarios	8,94	0,18	
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	9,12	

4IC		Bandeja para soporte y conducción de cables fotovoltaico	132,54 €	
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe	
1	Materiales			
m	Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 100x500 mm, resistencia al impacto 20 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, con 1 compartimento, con soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035.	62,2	62,2	
Ud	Pieza de unión entre tramos de bandeja, de PVC, color gris RAL 7035, de 100 mm de altura, incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6	11,73	11,73	
Ud	Soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035, incluso tornillos con tuerca de acero galvanizado clase 6.	51,03	51,03	
			Subtotal materiales:	124,96
2	Mano de obra			
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67	
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31	
			Subtotal mano de obra:	4,98
3	Costes directos complementarios			
%	2% Costes directos complementarios	129,94	2,60	
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	132,54	

5IC	Conductor de tierra		6,76 €
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre, de 16 mm ² de sección.	0,5	0,5
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,15	1,15
Subtotal materiales:			1,65
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31
Subtotal mano de obra:			4,98
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	6,63	0,13
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	6,76

2.3 Capítulo III. Protecciones

11P	Caja de protecciones DC - StringBox Monofásico		347,62 €
Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
m	Caja de protección en corriente continua de hasta 63 A de intensidad, formada por una 8 entradas y 8 salidas para cables de 10 mm ² , soporte de hasta 1000 Vdc por entrada, precintable, autoventilada y con mirilla de material transparente resistente a la acción de los rayos ultravioletas, para instalación empotrada. Incluso equipo completo de medida, bornes de conexión, bases cortacircuitos, sobretensiones y fusibles para protección de la derivación individual. Normalizada por la empresa suministradora. Según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP65 según UNE 20324 e IK09 según UNE-EN 50102.	320,16	320,16
Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,48	1,48
Subtotal materiales:			321,64
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª construcción.	23,27	7,73
h	Peón ordinario construcción.	19,44	6,45
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67

h	Ayudante electricista.	20,79	2,31
		Subtotal mano de obra:	19,16
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	340,8	6,82
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	347,62

2TP	Caja de protecciones AC Trifásico 40kW	511,03 €
------------	---	-----------------

Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
m	Caja completa y cableado, con protecciones para la línea AC de inversor hasta contador de compañía o conexión interior. Armario sobre pared, intemperie. ABS, IP65 Trifásico	480,37	480,37
Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,48	1,48
		Subtotal materiales:	481,85
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª construcción.	23,27	7,73
h	Peón ordinario construcción.	19,44	6,45
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31
		Subtotal mano de obra:	19,16
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	501,01	10,02
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	511,03

4TP	Interruptor diferencial modular	889,59 €
------------	--	-----------------

Unidad	Descripción	Precio unitario	Importe
1	Materiales		
m	Interruptor diferencial selectivo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 10 kA, clase A.	867,17	867,17
		Subtotal materiales:	867,17
2	Mano de obra		
h	Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67
h	Ayudante electricista.	20,79	2,31
		Subtotal mano de obra:	4,98
3	Costes directos complementarios		
%	2% Costes directos complementarios	872,15	17,44
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.		Costes directos (1+2+3):	889,59

3TP		Interruptor magnetotérmico	223,56 €	
Unidad		Descripción	Precio unitario	Importe
1		Materiales		
m		Interruptor automático magnetotérmico, de 4,5 módulos, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, poder de corte 10 kA, curva de 8 a 12 x In, modelo DZ158-3-100 "CHINT ELECTRICS", de 81x84,5x77 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-2. grado de protección IP547.	214,2	214,2
			Subtotal materiales:	214,2
2		Mano de obra		
h		Oficial 1ª electricista.	24,03	2,67
h		Ayudante electricista.	20,79	2,31
			Subtotal mano de obra:	4,98
3		Costes directos complementarios		
%		2% Costes directos complementarios	219,18	4,38
Coste de mantenimiento decenal: 1,50€ en los primeros 10 años.			Costes directos (1+2+3):	223,56

3. Presupuesto

3.1 Capítulo I: Instalación Fovovoltaica

C	UNIDAD DE OBRA	U	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
1IF	Módulo Fovovoltaico JAM72S30 525Wp	128	103,14 €	13.202,23 €
	Módulo solar fovovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 525 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 41,15 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 12,76 A, tensión en circuito abierto (Voc) 49,15 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,65 A, eficiencia 20,3%, 144 células, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, capa adhesiva de etil-vinilacetato (EVA), capa posterior de poli fluoruro de vinilo, poliéster y poli fluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 2281x1136x36 mm, con diodos bypass, cables y conectores. Certificación IP68			
2IF	Inversor SUN2000 40KTL-M3	1	4.367,59 €	4.367,59 €
	Inversor trifásico, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 40 kW, potencia máxima de salida 44 kVA, eficiencia máxima 98,7%, 8 entradas, dimensiones 640x530x270 mm, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.			
3IF	Soporte inclinado abierto 2 filas SUNFER 24H	24	134,24 €	3.221,81 €
	Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura, anclaje a hormigón soporte premontado. Disposición de los módulos Horizontal. para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm. Tornillería de anclaje no incluida. Inclinación estándar de 15° y 30°.			
TOTAL CAPITULO I:				20.791,63 €

3.2 Capítulo II. Cableado

C	UNIDAD DE OBRA	U	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
1IC	Cable Fotovoltaico PRYSUN H1Z2Z2-K	804	6,39 €	5.133,70 €
	Cable solar con máxima resistencia al agua (AD8 y WET-I 1500) para instalaciones fotovoltaicas (30 años). Tipo H1Z2Z2-K, conductor de cobre flexible estañado, tensión asignada 1,5/1,5kVdc (1,8/1,8 kVdc máx), clase CPR Eca, diseño s/ EN 50618 e IEC 62930.			
2IC	Cable Afumez Class 1000 V(AS) / RZ1-K (AS)	6	23,64 €	141,86 €
	Cable de fácil pelado, conductores de cobre flexible, tensión asignada 0,6/1 kV y de alta seguridad (AS).Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta Afumex. Clase CPR Cca-s1b,d1,a1.			
3IC	Tubo PVC	402	9,12 €	3.665,76 €
	Canalización de tubo rígido de PVC, curvable en caliente, de color negro de 16 mm de diámetro nominal, con grado de protección IP547. Instalación fija en superficie			
4IC	Bandeja para soporte y conducción de cables fotovoltaico	70	132,54 €	9.277,72 €
	Bandeja perforada de PVC, color gris RAL 7035, de 100x500 mm, resistencia al impacto 20 julios, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, con 1 compartimento, con soporte horizontal, de PVC, color gris RAL 7035.			
5IC	Conductor de tierra	150	6,76 €	1.014,39 €
	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre, de 16 mm ² de sección.			
TOTAL CAPITULO II:				19.233,43 €

3.3 Capítulo III. Protecciones

C	UNIDAD DE OBRA	U	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
1IP	Caja de protecciones DC - StringBox Monofásico	1	347,62 €	347,62 €
	Caja de protección en corriente continua de hasta 63 A de intensidad, formada por una 8 entradas y 8 salidas para cables de 10 mm ² , soporte de hasta 1000 Vdc por entrada, precintable, autoventilada y con mirilla de material transparente resistente a la acción de los rayos ultravioletas, para instalación empotrada. Incluso equipo completo de medida, bornes de conexión, bases cortacircuitos, sobretensiones y fusibles para protección de la derivación individual. Normalizada por la empresa suministradora. Según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, con grados de protección IP65 según UNE 20324 e IK09 según UNE-EN 50102.			
2TP	Caja de protecciones AC Trifásico 40kW	1	511,03 €	511,03 €
	Caja completa y cableado, con protecciones para la línea AC de inversor hasta contador de compañía o conexión interior. Armario sobre pared, intemperie. ABS, IP65 Trifásico			
3TP	Interruptor magnetotérmico	1	223,56 €	223,56 €
	Interruptor automático magnetotérmico, de 4,5 módulos, tripolar (3P), intensidad nominal 100 A, poder de corte 10 kA, curva de 8 a 12 x In, modelo DZ158-3-100 "CHINT ELECTRICS", de 81x84,5x77 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60947-2. grado de protección IP547.			
4TP	Interruptor diferencial modular	1	889,59 €	889,59 €
	Interruptor diferencial selectivo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 100 A, sensibilidad 300 mA, poder de corte 10 kA, clase A.			
TOTAL CAPITULO III:				1.971,80 €



3.4 Capítulo IV. Varios

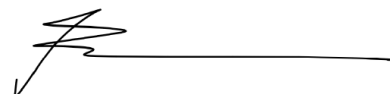
C	UNIDAD DE OBRA	U	PRECIO UNITARIO	IMPORTE
1V	Pruebas y ensayos - control de calidad	1	350,00 €	350,00 €
	Conjunto de pruebas y ensayos, realizados por un técnico de calidad acreditado en el área técnica correspondiente, necesarios para el cumplimiento de la normativa vigente.			
2V	Partida de seguridad en obra	1	300,00 €	300,00 €
	Aplicación de las medidas del estudio básico de seguridad y salud para la correcta instalación del proyecto.			
TOTAL CAPITULO IV:				650,00 €

4. Resumen del presupuesto

CAPÍTULO	RESUMEN	EUROS	%
Capítulo I	Instalación fotovoltaica	25.610,66 €	55,77
Capítulo II	Cableado	17.688,21 €	38,52
Capítulo III	Protecciones	1.971,80 €	4,29
Capítulo IV	Varios	650,00 €	1,42
TOTAL CAPÍTULOS		45.920,67 €	
13,00 % DESPENSAS GENERALES		5.969,69 €	
6,00 % BENEFICIO INDUSTRIAL		2.755,24 €	
		8.724,93 €	
21,00 % IVA		9.643,34 €	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		64.288,94 €	

El presupuesto general para el presente proyecto es de **SESENTA Y CUATRO MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y OCHO EUROS** con **NOVENTA Y CUATRO CÉNTIMOS**.

Tarragona, junio de 2023



Juan Felipe Gil Ruiz

Estudio Básico de Seguridad y Salud

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

Estudio Básico de Seguridad y Salud

1. Introducción

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, durante la ejecución de esta obra, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como información útil para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores de mantenimiento.

Servirá para dar unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el terreno de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo, de acuerdo con el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el cual se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

En base al arte. 7.º, y en aplicación de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el contratista tiene que elaborar un Plan de Seguridad y Salud en el trabajo en el cual se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el presente documento.

El Plan de Seguridad y Salud tendrá que ser aprobado antes del inicio de la obra por el Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o, cuando no haya, por la Dirección Facultativa. En caso de obras de las Administraciones Públicas se tendrá que someter a la aprobación de esta Administración.

Se recuerda la obligatoriedad de que en cada centro de trabajo haya un Libro de Incidencias por el seguimiento del Plan. Cualquier anotación hecha en el Libro de Incidencias tendrá que ponerse en conocimiento de la Inspección de Trabajo y Seguridad Social en el plazo de 24 horas.

Aun así, se recuerda que, según el arte. 15.º del Real Decreto, los contratistas y bache-contratistas tendrán que garantizar que los trabajadores reciban la información adecuada de todas las medidas de seguridad y salud a la obra.

Antes del comienzo de los trabajos el promotor tendrá que efectuar un aviso a la autoridad laboral competente, según modelo incluido al anexo III del Real Decreto.

La comunicación de apertura del centro de trabajo a la autoridad laboral competente tendrá que incluir el Plan de Seguridad y Salud.

El Coordinador de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra o cualquier integrante de la Dirección Facultativa, en caso de apreciar un riesgo grave inminente para la seguridad de los trabajadores, podrá parar la obra parcial o totalmente, comunicándolo a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social, al contratista, baches-contratistas y representantes de los trabajadores.

Las responsabilidades de los coordinadores, de la Dirección Facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los baches-contratistas (arte. 11.º).

2. Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra

El artículo 10 del R.D.1627/1997 establece que se aplicarán los principios de acción preventiva recogidos en el artículo 15.º de la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de noviembre)" durante la ejecución de la obra y en particular en las siguientes actividades:

- El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpia.
- La elección del emplazamiento de los lugares y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- La manipulación de los diferentes materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las Instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- La delimitación y acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los diferentes materiales, en particular si se trata de materias y sustancias peligrosas
- La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- La adaptación en función de la evolución de la obra del periodo de tiempo efectivo que se tendrá que dedicar a los diferentes trabajos o fases del trabajo.
- La cooperación entre los contratistas, baches-contratistas y trabajadores autónomos
- Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice a la obra o cerca de la obra.

Los principios de acción preventiva establecidos en el artículo 15.º de la Ley 31/95 son los siguientes:

- El empresario aplicará las medidas que integran el deber general de prevención, de acuerdo con los siguientes principios generales:
 - Evitar riesgos.
 - Evaluar los riesgos que no se puedan evitar.
 - Combatir los riesgos en su origen.
 - Adaptar el trabajo a la persona, en particular con el que respeta a la concepción de los puestos de trabajo, la elección de los equipos y los métodos de trabajo y de producción, para reducir el trabajo monótono y repetitivo y reducir los efectos de este a la salud.
 - Tener en cuenta la evolución de la técnica.
 - Sustituir aquello que es peligroso por aquello que tenga poco o ningún peligro.
 - Planificar la prevención, buscando un conjunto coherente que integre la técnica, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
 - Adoptar medidas que pongan por ante la protección colectiva a la individual.
 - Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

- El empresario tendrá en consideración las capacidades profesionales de los trabajadores en materia de seguridad y salud en el momento de encomendar los trabajos
- El empresario adoptará las medidas necesarias para garantizar que solo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder en las zonas de riesgo grave y específico
- La efectividad de las medidas preventivas tendrá que prever las distracciones e imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador. Para su aplicación se tendrán en cuenta los riesgos adicionales que pudieran implicar determinadas medidas preventivas, que solo podrán adoptarse cuando la magnitud de los mencionados riesgos sea sustancialmente inferior a las de los que se pretende controlar y no existan alternativas más seguras
- Podrán concertar operaciones de seguros que tengan como finalidad garantizar como ámbito de cobertura la previsión de riesgos derivados del trabajo, la empresa respecto de sus trabajadores, los trabajadores autónomos respecto de ellos mismos y las sociedades cooperativas respecto los socios, la actividad de los cuales consista en la prestación de su trabajo personal.

3. Identificación de los riesgos generales

Sin perjuicio de las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud aplicables a la obra establecidas al anexo IV del Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, se enumeran a continuación los riesgos particulares de diferentes trabajos de obra, todo y considerando que algunos de ellos se pueden dar durante todo el proceso de ejecución de la obra o bien ser aplicables a otros trabajos.

Se deberá tener especial cura en los riesgos más usuales a las obras, como ahora son, caídas, cortes, quemaduras, erosiones y veces, teniéndose que adoptar en cada momento la postura más adecuada por el trabajo que se realice.

Además, se debe tener en cuenta las posibles repercusiones a las estructuras de edificación vecinas y tener cura al minimizar en todo momento el riesgo de incendio.

Aun así, los riesgos relacionados se deberán tener en cuenta por los previsibles trabajos posteriores (reparación, mantenimiento...).

3.1 Medios y maquinaria

- Atropellos, topadas con otros vehículos, atrapadas.
- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas...).
- Desplomo y/o caída de maquinaria de obra (sitios, grúas...).
- Riesgos derivados del funcionamiento de grúas.
- Caída de la carga transportada.
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas).
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.



- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Accidentes derivados de condiciones atmosféricas.

3.2 Trabajos previos

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas...).
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas).
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de materiales.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

3.3 Escombros

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas...).
- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchadas.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Fallo de la estructura.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Acumulación y bajada de escombros.

3.4 Albañilería

- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchadas.
- Golpes y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Ambiente excesivamente ruidoso.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de material.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).



3.5 Revestimiento y acabados

- Generación excesiva de polvo o emanación de gases tóxicos.
- Proyección de partículas durante los trabajos.
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas).
- Contactos con materiales agresivos.
- Cortes y pinchadas.
- Veces y tropiezos.
- Caída de materiales, rebotes.
- Sobre esfuerzos por posturas incorrectas.
- Vuelco de pilas de material.
- Riesgos derivados del almacenamiento de materiales (temperatura, humedad, reacciones químicas).

3.6 Instalaciones

- Interferencias con Instalaciones de suministro público (agua, luz, gas...)
- Caídas desde puntos altos y/o desde elementos provisionales de acceso (escalas, plataformas)
- Cortes y punzadas
- Golpes y tropiezos
- Caída de materiales, rebotes
- Emanaciones de gases en aperturas de pozos muertos
- Contactos eléctricos directos o indirectas
- Sobresfuerzos por posturas incorrectas
- Caídas de palos y antenas

3.7 Relación no exhaustiva de los trabajos que implican riesgos especiales (Anexo II del R.D.1627/1997)

- Trabajos con riesgos especialmente graves de sepultamiento, hundimiento o caída de altura, por las particulares características de la actividad desarrollada, los procedimientos aplicados o el entorno al puesto de trabajo
- Trabajos en los cuales la exposición a agentes químicos o biológicos suponga un riesgo de especial gravedad, o por los cuales la vigilancia específica de la salud de los trabajadores sea legalmente exigible
- Trabajos con exposición a radiaciones ionizantes por los cuales la normativa específica obligue a la delimitación de zonas controladas o vigiladas
- Trabajos en la proximidad de tendidos eléctricos de alta tensión
- Trabajos que expongan a riesgo de ahogamiento por inmersión
- Obras de excavación de túneles, pozos y otros trabajos que supongan movimientos de suelos subterráneos
- Trabajos realizados en inmersión con equipo subacuático
- Trabajos realizados en cámaras de aire comprimido
- Trabajos que impliquen el uso de explosivos
- Trabajos que requieran montar o desmontar elementos prefabricados pesados.

4. Disposiciones mínimas de señalización en el lugar de trabajo

4.1 Requisitos

- a. Elección del tipo de señal, que se escogerá en función de las características de la propia señal, rios o elementos a señalar, la extensión de la zona a cubrir, así como el número de trabajadores.
- b. La eficacia de la señal será en función de impedir las circunstancias que pudieran deteriorar el mensaje, cogiendo medidas complementarias para reforzar la transmisión del mensaje de la señal.
- c. Los medios y dispositivos deberán de ser mantenidos, verificados y reparados si fuera necesario.

4.2 Disposiciones mínimas

- a. Riesgos, prohibiciones y obligaciones

La señalización destinada a advertir la presencia de un riesgo se realizará mediante formas de plafón que se adapte a las normativas.

- b. Riesgos de caídas y choques

Se delimitarán las zonas de desniveles o donde haya rios de caídas mediante una banda de franjas amarillas y negras de inclinación 45° y dimensiones adecuadas.

- c. Vías de circulación

Se procurará la delimitación de zona de vehículos con bandas de color visible teniendo en cuenta el color del suelo, así como las vías y terrenos adyacentes a las zonas de obra, excepto que ya estuvieran delimitadas por otros elementos divisorios, barreras o pavimento.

- d. Sustancias peligrosas: señalización y almacenamiento.

Como norma general los productos considerados como sustancias peligrosas deberán de estar etiquetadas según lo dispuesto en las normativas, a fin de garantizar un nivel de protección adecuado.

Estos hashtags se colocarán en lugares visibles y número suficiente, y podrán ser en forma de plafón de uso reconocido en caso de que se realice un transporte uno otras situaciones.

El almacenamiento de estas sustancias se realizará en un lugar protegido, permitiendo la identificación de los embalajes mediante los hashtags que correspondan. Se utilizará una señal de “peligro en general”.

- e. Señalización de los equipos de protección contra incendios, salvamento y auxilio, destinadas a señalar las vías de evacuación y la localización de los medios y equipos, se realizarán mediante formas de plafón.

f. Situaciones de emergencia.

Al aparecer una situación de peligro, la señalización se realizará mediante señales luminosas, acústicas y verbales, dirigidas a identificar, alertar, evacuar si fuese preciso o aislar la zona de peligro.

g. Maniobras peligrosas.

La señalización tiene en este caso como objetivo guiar y orientar a los trabajadores durante la ejecución de maniobras que suponen riesgo. Se combinarán señales gestuales, verbales a fin de evitar el acercamiento en la zona de peligro.

4.3 Señales en forma de plafón

La colocación de estos plafones se hará en un lugar apropiado, con la altura y posición necesarias en relación con el ángulo visual y en la posición inmediata del riesgo. Al mismo tiempo se asegurará de un emplazamiento bien iluminado y accesible, utilizando iluminación artificial o fosforescencias si fuese preciso.

No se utilizarán señales demasiado próximas entre ellas, a fin de no mezclar los mensajes y pueda dar lugar a confusiones. Las señales desaparecerán cuánto deje de existir la situación que las justificaba.

4.4 Señales luminosas y acústicas

En líneas generales, se mantendrá la ejecución de las señales mientras la necesidad que le ha motivado se esté produciendo. Se comprobará antes de su utilización su estado de uso y mantenimiento.

5. Medidas de prevención y protección

Como criterio general primaran las protecciones colectivas en frente las individuales. Además, se tendrán que mantener en buen estado de conservación los medios auxiliares, la maquinaria y las herramientas de trabajo. Por otro lado, los medios de protección tendrán que estar homologados según la normativa vigente.

Aun así, las medidas relacionadas se deberán tener en cuenta por los previsibles trabajos posteriores (reparación, mantenimiento...).

5.1 Medidas de protección colectiva

- Organización y planificación de los trabajos para evitar interferencias entre los diferentes trabajos y circulaciones dentro de lo obra.
- Señalización de las zonas de peligro.
- Prever el sistema de circulación de vehículos y su señalización, tanto en el interior de la obra como en relación con los viales exteriores.
- Dejar una zona libre en el entorno de la zona excavada por el paso de maquinaria
- Inmovilización de camiones intermediando falcas y/o topes durante las tareas de carga y descarga.
- Respetar las distancias de seguridad con las Instalaciones existentes.



- Los elementos de las Instalaciones tienen que estar con sus protecciones aislantes
- Fundamentación correcta de la maquinaria de obra.
- Montaje de grúas hecho por una empresa especializada, con revisiones periódicas, control de la carga máxima, delimitación del radio de acción, frenazo, bloqueo, etc.
- Revisión periódica y mantenimiento de maquinaria y equipos de obra.
- Sistema de reguera que impida la emisión de polvo en gran cantidad.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución en el estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas).
- Comprobación de apuntalamientos, condiciones de estribados y pantallas de protección de raídas.
- Utilización de pavimentos antideslizantes.
- Colocación de barandillas de protección en lugares con peligro de caída.
- Colocación de cableado en agujeros horizontales.
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).
- Uso de canalizaciones de evacuación de escombros, correctamente instaladas.
- Uso de escalas de mano, plataformas de trabajo y construidas.
- Colocación de plataformas de recepción de materiales en plantas altas.

5.2 Medidas de protección individual

- Utilización de caretas y ojeras homologadas contra el polvo y/o proyección de partículas.
- Utilización de calzado de seguridad.
- Utilización de casco homologado.
- A todas las zonas elevadas donde no haya sistemas fijos de protección habrá que establecer puntos de anclaje seguros para poder sujetar el cinturón de seguridad homologado, la utilización del cual será obligatoria.
- Utilización de guantes homologados para evitar el contacto directo con materiales agresivos y minimizar el riesgo de cortes y pinchadas.
- Utilización de protectores auditivos homologados en ambientes excesivamente ruidosos.
- Utilización de mandiles.
- Sistemas de sujeción permanente y de vigilancia por más de un operario en los trabajos con peligro de intoxicación. Utilización de equipos de suministro de aire.

5.3 Medidas de protección a terceros

- Cierre, señalización y alumbrado de la obra. Caso que el cierre invada la calzada se tiene que prever un pasillo protegido por el paso de peatones. El cierre tiene que impedir que personas ajenas a la obra puedan entrar.
- Prever el sistema de circulación de vehículos tanto en el interior de la obra como en relación con los viales exteriores.
- Inmovilización de camiones intermediando falcas y/o topes durante las tareas de carga y descarga.
- Comprobación de la adecuación de las soluciones de ejecución en el estado real de los elementos (subsuelo, edificaciones vecinas).
- Protección de agujeros y fachadas para evitar la caída de objetos (redes, lonas).

5.4 Instalaciones de servicios higiénicos

Para los servicios de vestuario y lavabos, se habilitará un espacio.

6. Medicina preventiva y primeros auxilios

6.1 Planificación de la acción preventiva

Se informará al inicio de la obra, de la situación de los diferentes centros médicos a los cuales se tendrán que trasladar los accidentados. Es conveniente disponer a la obra y en lugar muy visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc. para garantizar el rápido traslado de los posibles accidentados.

6.2 Medicina preventiva. primeros auxilios

Se dispondrá de un botiquín con el contenido de material especificado a la normativa vigente.

6.3 En caso de accidente menor

Se interrumpir la situación de peligro sin arriesgar al afectado ni a ninguno otra persona. Se avisará al responsable de la obra y se iniciarán, si fuese necesario, maniobras de primeros auxilios o traslado de la persona afectada en un centro sanitario. Se realizará una declaración escrita del accidente.

6.4 En caso de accidente grave o mortal

Se realizará la misma dinámica anterior, informando del hecho a las autoridades pertinentes y evitar movilizar al accidentado.

6.5 En caso de asfixia o electrocución

Se detendrá en primer lugar la causa que lo genera, sin exponerse un mismo. Posteriormente se avisará a los efectivos de seguridad y se actuará con la misma diligencia que en los casos anteriores.

6.6 En caso de quemaduras

Lavar siempre con abundante agua fría la zona afectada, ya sea la causa de la quemadura por productos químicos.

Si la inflamación es profunda, desinfectarla sin frotar, con un antiséptico y cubrirla con gasas

6.7 En caso de heridas o tajadas

Si son superficiales, desinfectar con un antiséptico y recubrir con protección adhesiva.

En el caso de que la herida sangrarse abundantemente, se procederá a cubrir con gasas y presionar con la mano o con una banda ajustada que no interrumpa la circulación normal de la sangre

7. Protección contra Incendios

7.1 Generalidades

La resistencia al fuego de los elementos constructivos se define por tiempos en que aquel elemento mantiene sus calidades mecánicas, estanqueidad al paso de llamas o gases calientes, no emisión de gases inflamables a la cara no expuesta al fuego y aislamientos térmico suficiente.

El fin de estos conceptos es el de poder mantener un tiempo determinado y suficiente la extensión del incendio y poder tomar las medidas necesarias para aislar a los individuos y salvaguardar todo el posible el material.

La estructura o elementos autoportantes deberán de mantener una estabilidad al fuego regulada en la normativa al respeto. La sectorización de las zonas tiene como objetivo paralizar el incendio y su rápida propagación, cumplir especialmente en todo el en lo referente a puertas de paso, distancia entre ventanas.

7.2 Extintores de incendios y señalización


Se instalarán extintores de incendios en no permitiendo la utilización de agentes extintores conductores de la electricidad.

Se procederá a la señalización de las salidas de uso habitual o de emergencia sienta estas fácilmente localizables.

8. Normativa aplicable

Será de aplicación el Reglamento sobre abres de construcción (RD 1627/1997, de 24 de octubre)y la ley 31/1995 de 8 de noviembre (BOE : 10/11/95) Prevención de riesgos laborales, así como las leyes, decretos y órdenes que han salido hasta fecha actual y derivadas de esta normativa.

Tarragona, junio de 2023



Juan Felipe Gil Ruiz



Documentación Técnica

ESTUDIO Y DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO PARA UNA INDUSTRIA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

dirigido por Jordi Garcia Amorós

Grado de Ingeniería Eléctrica



UNIVERSITAT ROVIRA I VIRGILI

Tarragona

Junio de 2023

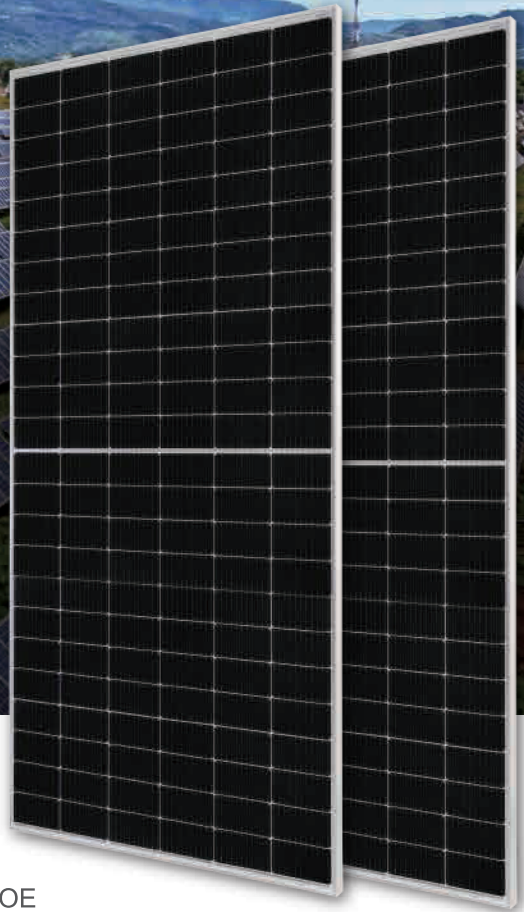
DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR/1500V Series

Introduction

Assembled with 11BB 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

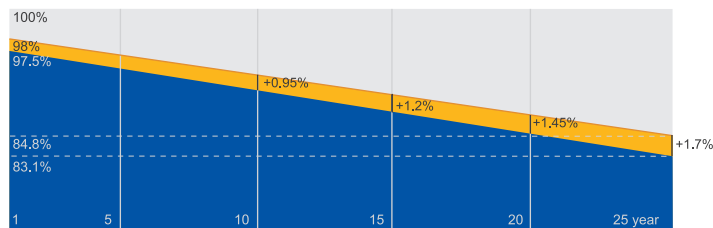


Better mechanical loading tolerance

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

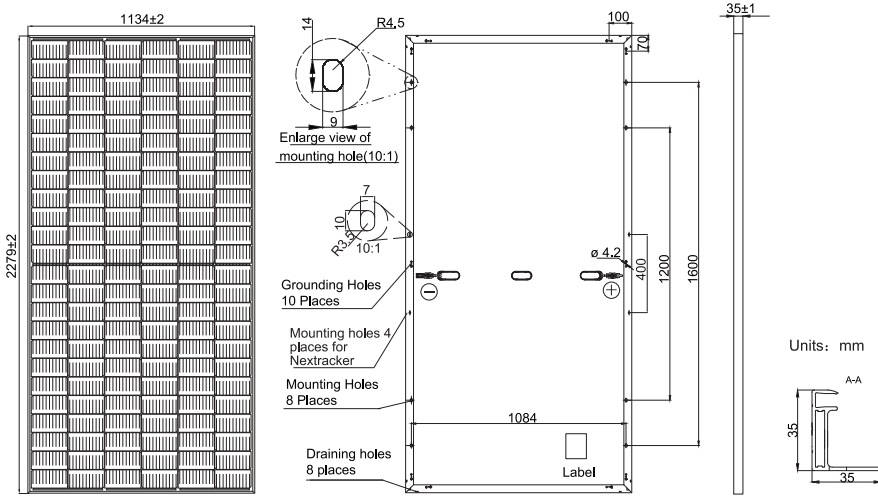
Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems



MECHANICAL DIAGRAMS

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±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	Genuine MC4-EVO2 QC 4.10-35/45
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Country of Manufacturer	China/Vietnam

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR/1500V	JAM72S30 -530/MR/1500V	JAM72S30 -535/MR/1500V	JAM72S30 -540/MR/1500V	JAM72S30 -545/MR/1500V	JAM72S30 -550/MR/1500V
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(Isc) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(Imp) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0.350%/°C					

STC Irradiance 1000W/m², 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.
Measurement tolerance at STC: Pmax ±3 %, Voc ±3% and Isc ±4%.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S30-525 /MR/1500V	JAM72S30-530 /MR/1500V	JAM72S30-535 /MR/1500V	JAM72S30-540 /MR/1500V	JAM72S30-545 /MR/1500V	JAM72S30-550 /MR/1500V
Rated Max Power(Pmax) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(Imp) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55

NOCT Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G

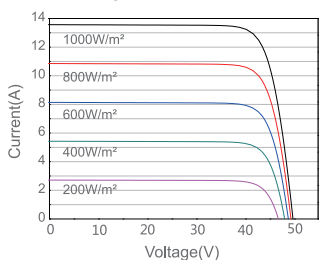
*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2000Pa while Maximum Static Load, Back is 2000Pa.

OPERATING CONDITIONS

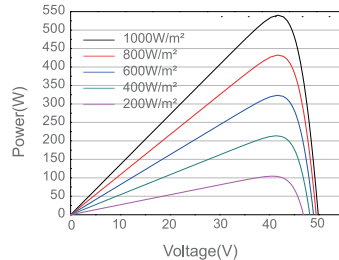
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	3600Pa, 1.5
Maximum Static Load, Back*	1600Pa, 1.5
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

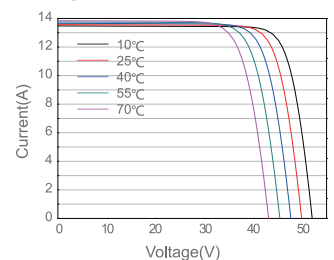
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR/1500V



SUN2000-30/36/40KTL-M3 Smart PV Controller



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98.7%



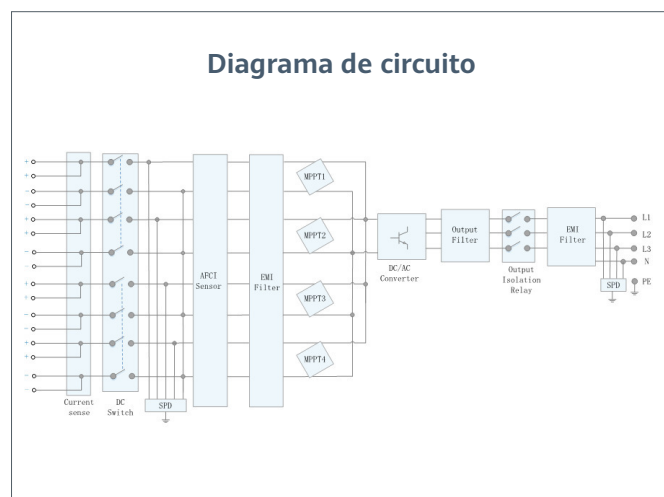
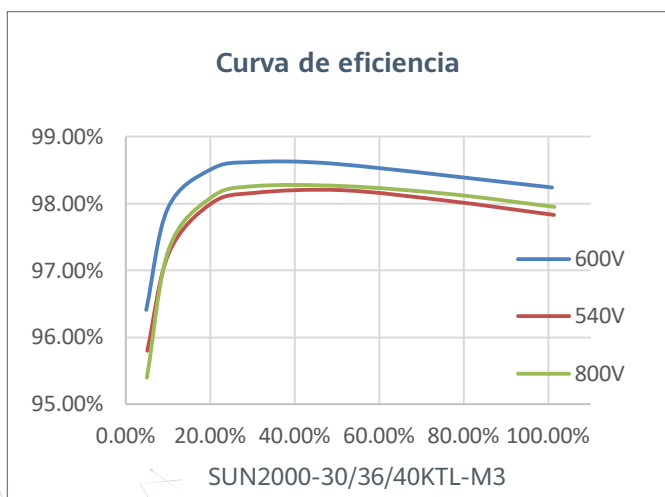
Seguro

Diseño sin fusibles



Confiable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-30KTL-M3	SUN2000-36KTL-M3	SUN2000-40KTL-M3
---------------------------	------------------	------------------	------------------

Eficiencia

Máxima eficiencia	98.7%
Eficiencia europea ponderada	98.4%

Entrada

Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Intensidad de entrada máxima por MPPT	26 A
Intensidad de cortocircuito máxima	40 A
Tensión de arranque	200 V
Rango de tensión de operación ²	200 V ~ 1000 V
Tensión nominal de entrada	600 V
Cantidad de entradas	8
Cantidad de MPPTs	4

Salida

Potencia nominal activa de CA	30,000 W	36,000 W	40,000 W
Máx. potencia aparente de CA	33,000 VA	40,000 VA	44,000 VA
Tensión nominal de Salida	230 Vac / 400 Vac, 3W/N+PE		
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz		
Intensidad nominal de salida	43.3 A	52.0 A	57.8 A
Máx. intensidad de salida	47.9 A	58.0 A	63.8 A
Factor de potencia ajustable	0.8 LG ... 0.8 LD		
Máx. distorsión armónica total	< 3%		

Características y protecciones

Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobretensión de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Sí
Descargador de sobretensiones de CA	Sí
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí
Protección ante fallo por arco eléctrico	Sí
Control del receptor Ripple	Sí
Recuperación PID integrada ³	Sí

Comunicación

Display	Indicadores LED, WLAN Integrado + FusionSolar APP
RS485	Sí
Smart Dongle	WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Opcional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Opcional)
Monitoring BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Especificaciones generales

Dimensiones (Ancho x Profundo x Alto)	640 x 530 x 270 mm (25.2 x 20.9 x 10.6 inch)
Peso (Kit de herramientas para soporte de suelo incluido)	43 kg (94.8 lb)
Nivel de Ruido	< 46 dB
Rango de temperaturas en operación	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Ventilación	Convección natural
Max. Altitud de operación	0 - 4,000 m (13,123 ft.)
Humedad relativa	0% RH ~ 100% RH
Conector de CC	Staubli MC4
Conector de CA	Terminal PG impermeable + conector OT/DT
Grado de Protección	IP 66
Tipología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	≤ 5.5W

Compatibilidad con optimizador

Optimizador compatible con DC MBUS	SUN2000-450W-P
------------------------------------	----------------

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)

Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11, MEA, Resolution No.7, NRS 097-2-1, AS/NZS 4777.2, DEWA

1. El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.

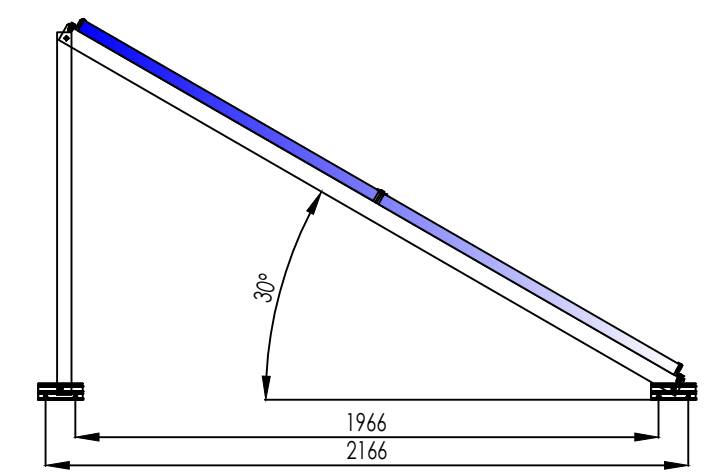
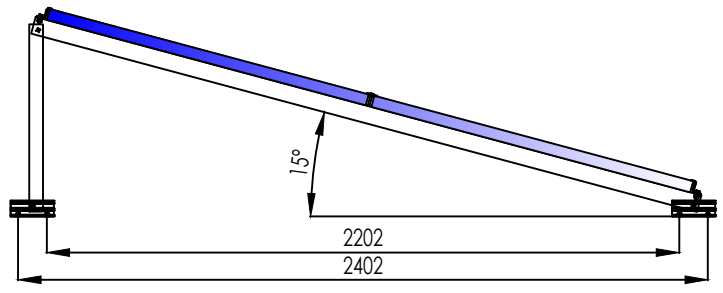
2. Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

3. SUN2000-30-40KTL-M3 aumenta por encima de cero la tensión entre la FV- y tierra a través de la función de recuperación PID, con el fin de recuperar la degradación del módulo debido al efecto PID. Compatible con módulos tipo-P (mono, poli), tipo-N (nPERT, HIT)

Ficha técnica

Soporte inclinado abierto. 2 filas. Horizontal.

24H



- Soporte inclinado para cubierta de hormigón o subestructura.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte premontado.
- Sin perfil guía.
- Disposición de los módulos: Horizontal.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 50 mm.
- Tornillería de anclaje no incluida.
- Inclinación estándar de 15° y 30°

Viento: Hasta 150 Km/h (Ver documento de velocidades del viento)

Materiales: Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería de acero inoxidable A2-70

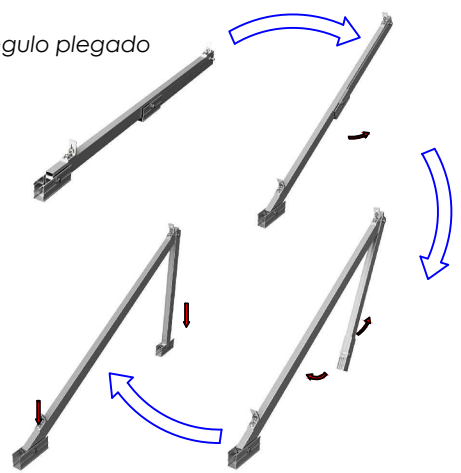
Comprobar el buen estado y la capacidad portante de la cubierta antes de cualquier instalación.
Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada.

Para módulos de hasta **2279x1150 - Sistema Kit**

2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

Carga de nieve: 40 kg/m²

Triángulo plegado



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

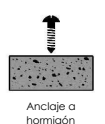
Distancia máxima entre pórticos ≤1550 mm

Apriete de las uniones y anclaje al suelo mediante tornillo de hasta M10.

Herramientas necesarias:



Seguridad:



Marcado ES19/86524

Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Instalación fotovoltaica de autoconsumo - Riu Clar

Variant: v1

No 3D scene defined, no shadings

System power: 44.1 kWp

Constantí - Spain

| Author



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

Project summary

Geographical Site

Constantí
Spain

Situation

Latitude 41.13 °N
Longitude 1.22 °E
Altitude 22 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Constantí
Meteonorm 8.1 (2003-2017), Sat=100% - Sintético

System summary

Grid-Connected System

No 3D scene defined, no shadings

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 30 / -8 °

Near Shadings

No Shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

System information

PV Array

Nb. of modules 84 units
Pnom total 44.1 kWp

Inverters

Nb. of units 1 unit
Pnom total 40.0 kWac
Pnom ratio 1.103

Results summary

Produced Energy 72672 kWh/year Specific production 1648 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 87.11 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	4
Loss diagram	5
Predef. graphs	6
Single-line diagram	8



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

General parameters

Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation			
Orientation		Sheds configuration	
Fixed plane		No 3D scene defined	
Tilt/Azimuth	30 / -8 °		
		Models used	
		Transposition	Perez
		Diffuse	Perez, Meteonorm
		Circumsolar	separate
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Generic	Manufacturer	Generic
Model	JAM72-S30-525-MR	Model	SUN2000-40KTL-M3-400V
(Original PVsyst database)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	525 Wp	Unit Nom. Power	40.0 kWac
Number of PV modules	84 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	44.1 kWp	Total power	40.0 kWac
Modules	6 Strings x 14 In series	Operating voltage	200-1000 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>40°C)	44.0 kWac
Pmpp	40.5 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
U mpp	523 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	77 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	44 kWp	Total power	40 kWac
Total	84 modules	Max. power	44 kWac
Module area	217 m²	Number of inverters	1 unit
		Pnom ratio	1.10

Array losses

Thermal Loss factor		DC wiring losses		Module Quality Loss				
Module temperature according to irradiance		Global array res.	111 mΩ	Loss Fraction	-0.8 %			
Uc (const)	20.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC					
Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	0.999	0.953	0.910	0.853	0.725	0.448	0.000



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

Main results

System Production

Produced Energy 72672 kWh/year

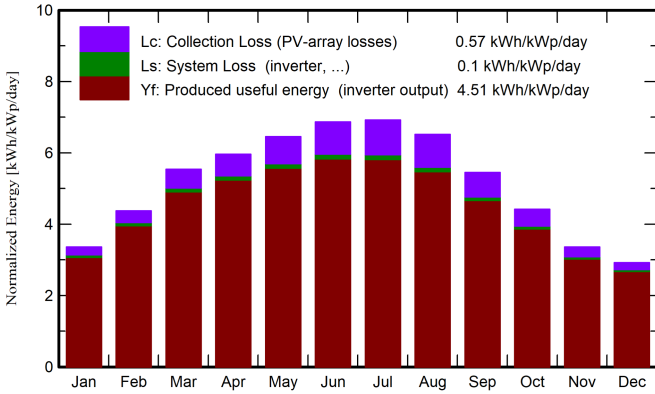
Specific production

1648 kWh/kWp/year

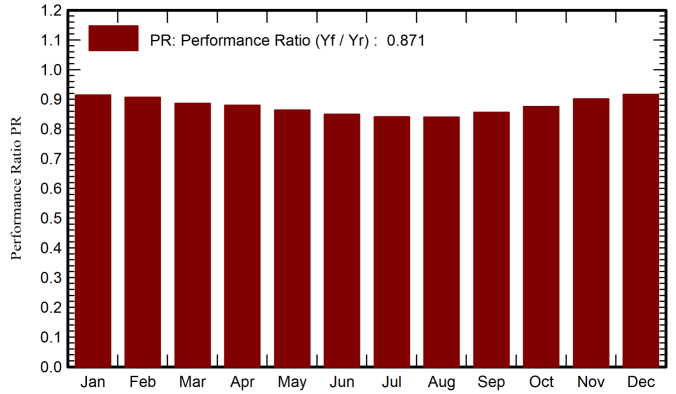
Perf. Ratio PR

87.11 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh
January	63.3	26.77	9.21	104.3	103.4	4295
February	83.9	35.22	10.03	122.4	121.1	4997
March	135.3	49.18	13.08	171.8	169.8	6864
April	162.7	71.67	15.28	178.9	176.1	7090
May	200.3	81.98	19.04	200.1	196.6	7791
June	214.5	80.42	23.17	206.0	202.4	7894
July	219.3	84.57	26.11	214.4	210.8	8134
August	189.6	71.34	26.18	202.1	199.0	7657
September	138.9	58.75	22.56	163.5	161.1	6310
October	101.0	44.14	18.90	137.0	135.4	5407
November	64.8	29.55	12.99	100.7	99.7	4087
December	53.9	26.28	9.70	90.6	89.7	3736
Year	1627.6	659.87	17.23	1891.8	1865.0	74262

Legends

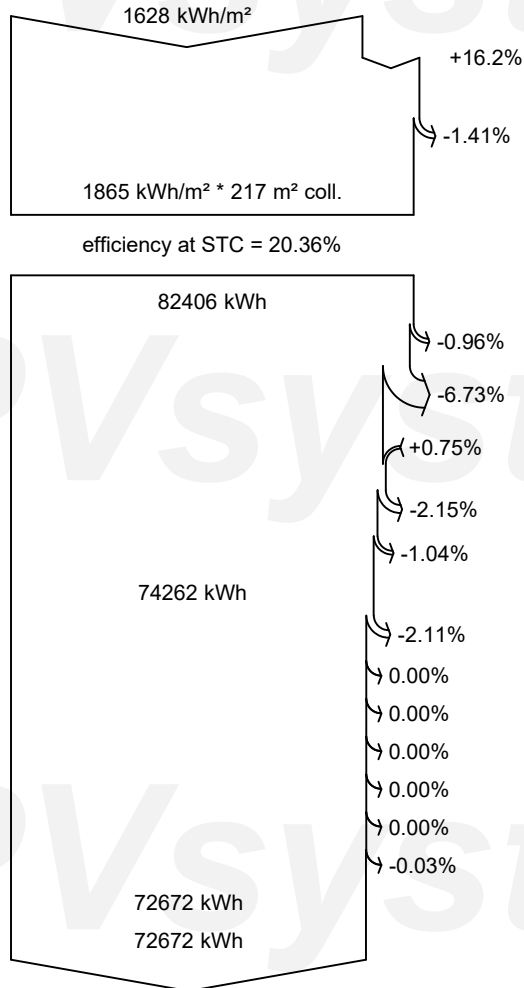
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

IAM factor on global

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Energy injected into grid

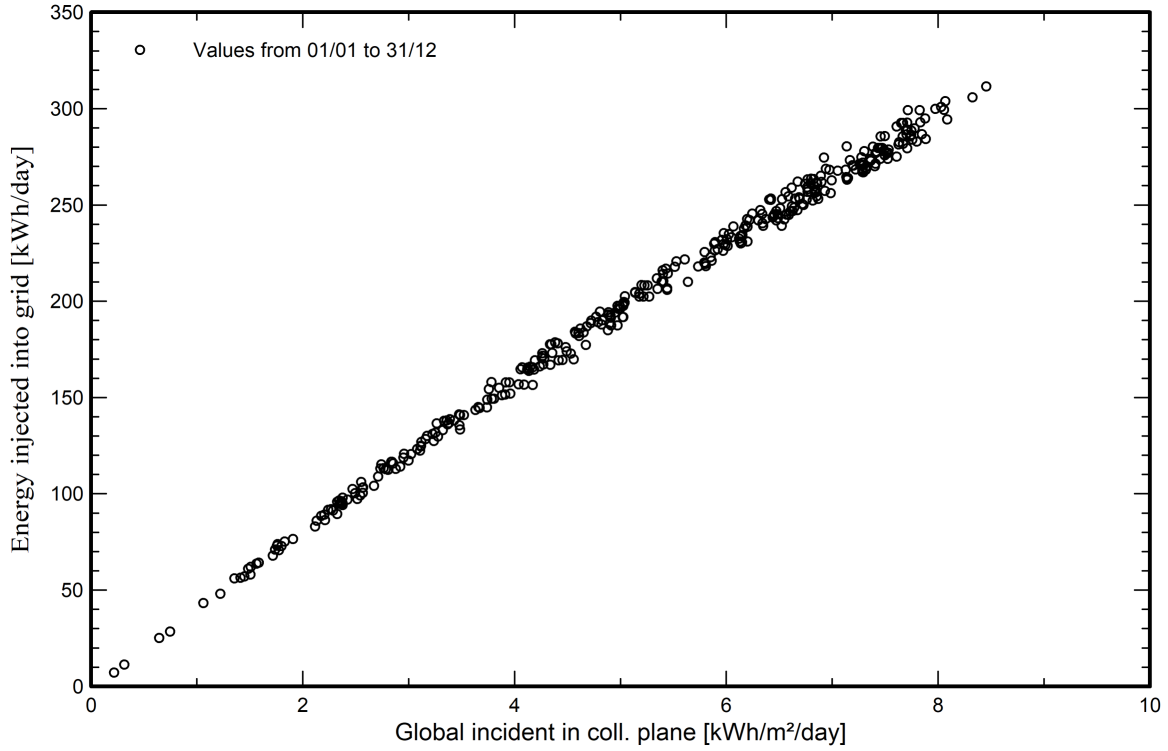


PVsyst V7.3.4

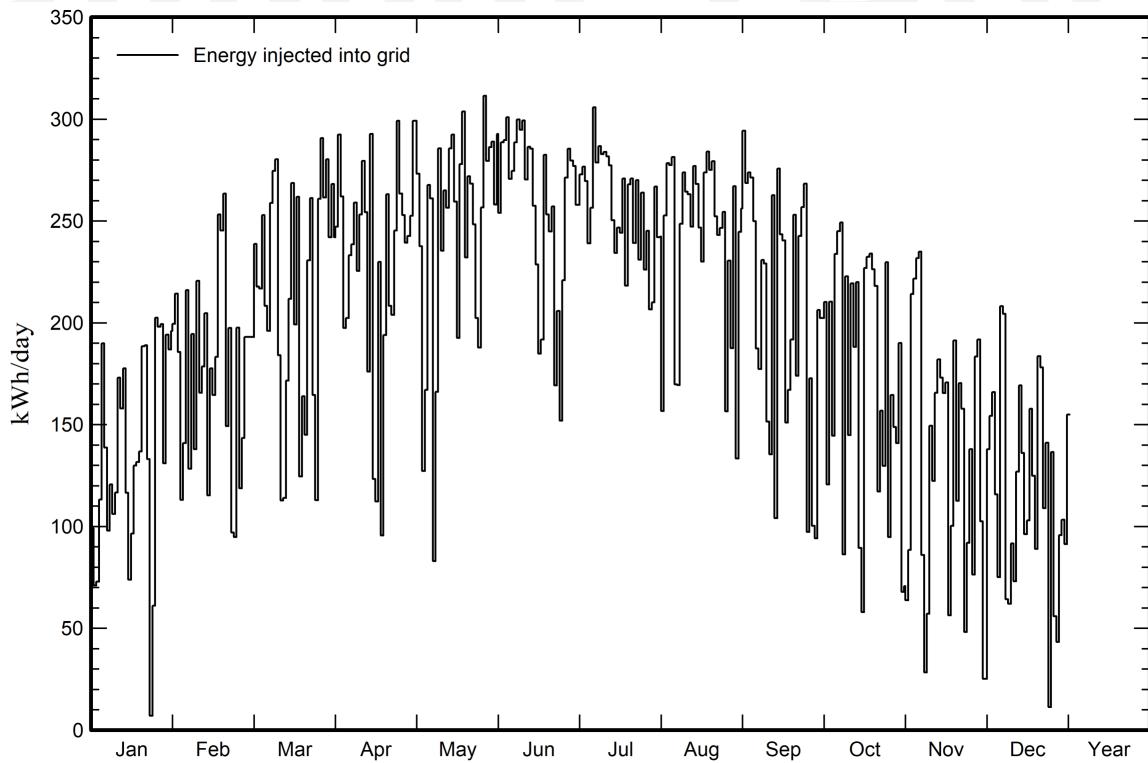
VC0, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

Predef. graphs

Diagrama entrada/salida diaria



Energía diaria a la salida del sistema



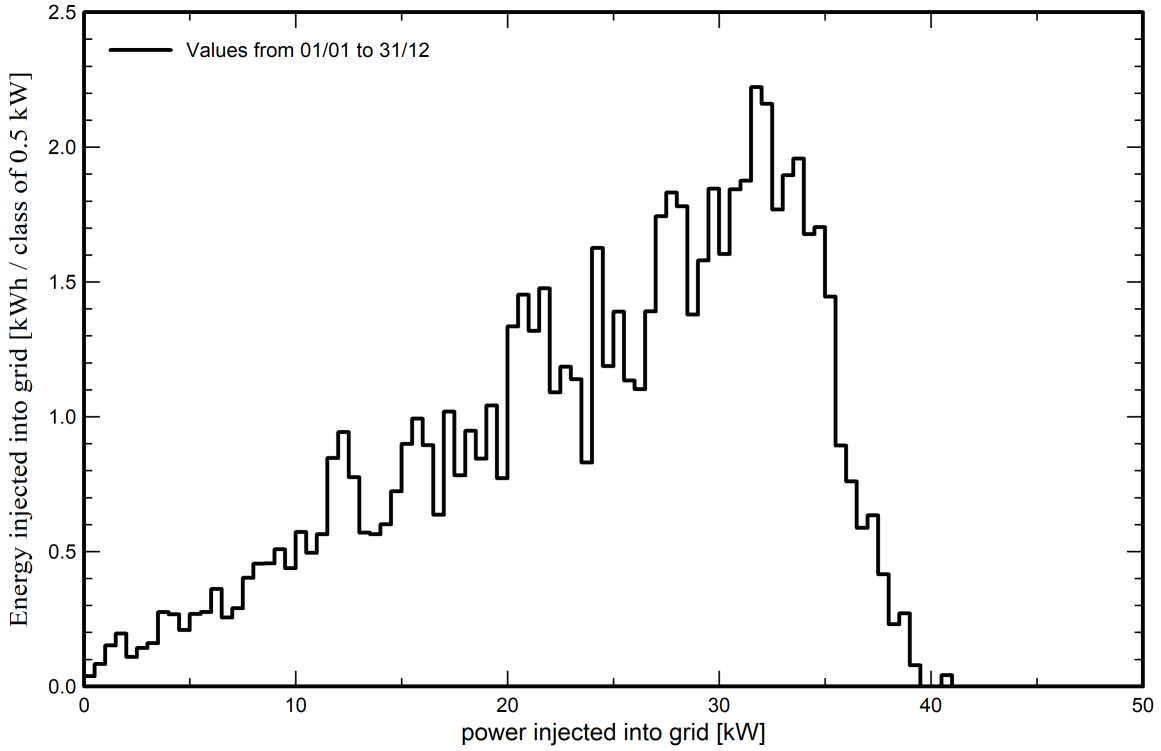


PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4

Predef. graphs

Distribución de potencia de salida del sistema

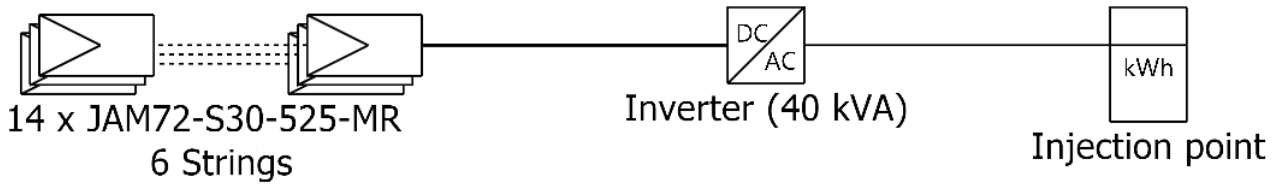




Single-line diagram

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
08/06/23 02:07
with v7.3.4



PV module	JAM72-S30-525-MR
Inverter	SUN2000-40KTL-M3-400V
String	14 x JAM72-S30-525-MR

Instalación fotovoltaica de autoconsumo - Riu Clar

VC0 : v1

08/06/23