



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para una
nave industrial

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Mecánica

AUTOR/A: Chaquet Silvestre, Raúl

Tutor/a: Ciscar Cuña, Javier

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022

Índice de contenido

1. MEMORIA.....	7
1.1 Objeto.....	7
1.2 Contenido.....	7
1.3 Energía solar	8
1.3.1 Antecedentes mundiales	8
1.3.2 Antecedentes y actualidad en España.....	8
1.4 Normativa	9
1.5 Antecedentes instalación.....	11
1.5.1 Introducción	11
1.5.2 Consumo energético de la nave industrial.....	11
1.5.3 Estructura de la nave industrial.....	14
1.5.4 Red eléctrica.....	15
1.6 Características generales de la instalación.	15
1.7 Cálculo de potencia generada y consumida.....	16
1.7.1 Irradiación horizontal.	16
1.7.2 Irradiación corregida según la inclinación.	17
1.7.3 Pérdidas por orientación.	18
1.7.4 Pérdidas de producción por sombras.	19
1.7.5 Irradiación real.....	20
1.7.6 Cálculo de la potencia fotovoltaica de diseño.....	22
1.8 Módulos fotovoltaicos	26
1.9 Inversores.....	30
1.10 Estructura de soporte de los paneles.....	32
1.10.1 Generalidades.....	32
1.10.2 Especificaciones del modelo	33
1.10.3 Especificaciones de montaje.....	36
1.11 Instalación de corriente continua.	37
1.11.1 Descripción.....	37
1.11.2 Protecciones.....	39

1.11.3	Cálculo de la sección de los conductores.....	41
1.12	Instalación y protecciones en corriente alterna.....	44
1.12.1	Descripción.....	44
1.12.2	Protecciones.....	45
1.12.3	Cálculo de la sección de los conectores.....	47
Anexo 1:	Consumo energético mensual según facturas.....	49
A1.1	Objetivo.....	49
A1.2	Explicación facturas eléctricas.....	49
A1.3	Conclusión.....	57
Anexo 2:	Estudio de los elementos a considerar y decisión.....	58
A2.1	Objetivo.....	58
A2.2	Alternativas.....	58
A2.2.1	Tensión de la instalación.....	58
A2.2.2	Paneles solares.....	59
A2.2.3	Soportes paneles solares.....	60
A2.2.4	Tipo de instalación según conexión.....	63
A2.2.5	Baterías.....	64
A2.2.6	Inversores:.....	66
A2.2.7	Reguladores.....	67
A2.3	Toma de decisión.....	68
A2.3.1	Tensión de instalación.....	69
A2.3.2	Paneles solares.....	70
A2.3.3	Soporte paneles solares:.....	73
A2.3.4	Tipo de instalación según conexión.....	80
A2.3.5	Baterías.....	82
A2.3.6	Inversores.....	82
A2.3.7	Reguladores.....	85
A2.4	Resumen.....	85
Anexo 3:	Efectividad de estructuras con inclinación variable.....	86
A3.1	Suposiciones tomadas.....	86

A3.2	Irradiación según inclinación de las placas	86
A3.3	Posibles soluciones.....	87
A3.4	Cálculos	87
A3.5	Conclusiones	90
Anexo 4. Estudio económico y de rentabilidad		91
A4.1	Objetivo.....	91
A4.2	A4.2 Consideraciones iniciales.....	91
A4.3	Método financiero.....	92
A4.4	Conclusión	96
Anexo 5. Fichas técnicas.....		96
2.	PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	108
2.1	Objeto	108
2.2	Documentación.....	108
2.2.1	Documentos necesarios	109
2.2.2	Contrato de obra.....	109
2.3	Definición y obligaciones de los agentes de la instalación.....	110
2.3.1	Promotor	110
2.3.2	Proyectista.....	110
2.3.3	Contratista	111
2.3.4	Director de obra.....	113
2.3.5	Director de ejecución de la obra	113
2.3.6	Obligaciones generales o que afectan a varios agentes.	114
2.4	Ejecución de la obra	114
2.4.1	Replanteo.	114
2.4.2	Inicio de la obra	114
2.4.3	Ritmo y orden de la obra.....	115
2.4.4	Recepción final de la obra.....	115
2.4.5	Garantía	116
2.5	Condiciones técnicas generales de la instalación	116
2.6	Normativa de ejecución de los materiales.....	117

2.6.1	Normativa general de la instalación fotovoltaica.....	117
2.6.2	Normativa aplicada a módulos fotovoltaicos.....	117
2.6.3	Normativa aplicada a inversores.....	118
2.6.4	Normativa aplicada a las estructuras de soporte de los módulos	118
2.6.5	Normativa aplicada a los conectores eléctricos.....	119
2.6.6	Normativa aplicada a los elementos de maniobra y protección.	119
2.7	Calidad y ejecución de los materiales.....	119
2.7.1	Generalidades.....	119
2.7.2	Módulos fotovoltaicos.....	120
2.7.3	Inversor.....	121
2.7.4	Estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.....	122
2.7.5	Conductores eléctricos.....	123
2.7.6	Cajas de empalme y derivación.....	125
2.7.7	Puesta a tierra y conductores de protección.....	125
2.7.8	Aparatos de mando, maniobra y protección.....	126
2.8	Pruebas y verificación.....	127
2.8.1	Fase previa al inicio del montaje.....	127
2.8.2	Fase previa a la puesta en marcha.....	128
2.8.3	Comprobaciones finales.....	128
2.9	Especificaciones económicas.....	130
3.	PRESUPUESTO.....	131
4.	PLANOS.....	142
	<i>Bibliografía.</i>	149

Índice de figuras.

Figura 1. Consumo energético mensual y anual.	12
Figura 2. Consumo mensual.	13
Figura 3. Curva de consumo horario septiembre 2021	13
Figura 4. Alzado de la nave industrial extraído del proyecto de ejecución del edificio.....	14
Figura 5. Tabla de irradiación para Valencia en el plano horizontal según mes	17
Figura 6. Tabla de corrección de irradiación por inclinación.	18
Figura 7. Aprovechamiento solar por inclinación y orientación.....	19
Figura 8. Horas pico solar Valencia (fusioneenergiasolar.es)	20
Figura 9. Tabla de irradiación incidente corregida menos pérdidas.....	21
Figura 10. Valores reales de pérdidas (PVGIS)	22
Figura 11. Consumo mensual en horas de producción.	23
Figura 12. Tabla aproximación entre consumo y producción.	24
Figura 13. Demanda y producción mensual.....	24
Figura 14. Tabla comparativa mensual entre demanda y energía auto consumida más excedentes.....	26
Figura 15. Características eléctricas de los módulos. (Ficha técnica).....	27
Figura 16. Especificaciones. (Ficha técnica)	28
Figura 17. Dimensiones del módulo fotovoltaico. (Ficha técnica.)	28
Figura 18. Garantía y degradación paneles fotovoltaicos. (Ficha técnica)	29
Figura 19. Datos técnicos del inversor. (Ficha técnica.).....	32
Figura 20. Representación anclaje de soporte a chapa (Ficha técnica)	33
Figura 21. Fijación S42 (Catalogo Sunfer-energy.com)	34
Figura 22. Elementos compatibles con el producto 04V (Catalogo Sunfer-energy.com).....	34
Figura 23. Fijación S10 (Catalogo Sunfer-energy.com)	35
Figura 24. Fijación S11 (Catalogo Sunfer-energy.com)	35
Figura 25. Tapa para perfil G1 (Catalogo Sunfer-energy.com).....	36
Figura 26. Tabla A intensidades admisibles para conductores de cobre, no enterrado.	42
Figura A1. 1 1ª Factura diciembre 2020.....	49
Figura A1. 2 2ª Factura diciembre 2	50
Figura A1. 3 Factura enero 2021	50
Figura A1. 4 Factura febrero 2021	51
Figura A1. 5 Factura marzo 2021	51
Figura A1. 6 Factura abril 2021	52
Figura A1. 7 Factura mayo 2021	52
Figura A1. 8 Factura junio 2021	53
Figura A1. 9 Factura julio 2021	53
Figura A1. 10 Factura agosto 2021	54
Figura A1. 11 1ª Factura septiembre 2021	54
Figura A1. 12 2ª Factura septiembre 2021	55
Figura A1. 13 Factura octubre 2021.....	55

Figura A1. 14 Factura noviembre 2021	56
Figura A1. 15 Consumos mensuales reales.....	56
Figura A1. 16. Consumos mensuales según consideraciones.....	57
Figura A2. 1. Tabla de toma de decisión tensión.....	70
Figura A2. 2. Tabla comparativa de precio según tecnología y potencia (selectra.es)	71
Figura A2. 3. Tabla Comparativa de eficiencia según tecnología (selectra.es)	71
Figura A2. 4 Comparativa eficiencia según tecnología y temperatura durante un año completo (selectra.es)	72
Figura A2. 5. Tabla de toma de decisión paneles solares	73
Figura A2. 6.Tabla de toma de decisión estructura según movilidad	74
Figura A2. 7. Tabla de toma de decisión inclinación cubierta	77
Figura A2. 8. Tabla de toma de decisión tipo de soporte	78
Figura A2. 9. Tabla de toma de decisión material de soporte.....	80
Figura A2. 10. Tabla de toma de decisión tipo de instalación.....	82
Figura A3. 1.Irradiación en función del mes y la inclinación.....	87
Figura A3. 2. Referencia a la Tabla A1. 1 Consumos mensuales supuestos.	88
Figura A3. 3. Coeficiente de mes más desfavorable para inclinaciones más adecuadas.....	89
Figura A4.1. Precio €/kWh 07/03/2022	92
Figura A4. 2 Potencia extraída de la red vs generada y consumida por la instalación con sus respectivos costes.	93
Figura A4. 3. Formula VAN.....	94
Figura A4. 4. Tabla flujos de caja y valor actual neto por año	94
Figura A4. 5. Fórmula TIR.	95
Figura A4. 6. Tabla flujos de caja y tasa de interna de retorno por año.....	95

1. MEMORIA

1.1 Objeto.

En el presente proyecto se dimensionará y diseñará una instalación solar fotovoltaica para la cubierta de la nave industrial Famapel 2006, en la localidad de Guadassuar que se adapte a las condiciones de trabajo actuales de la instalación y cumpla las solicitudes del contratante

La instalación tendrá como objetivo principal la producción de energía eléctrica, tanto en cantidad como en calidad, en cantidades semejantes a las de consumo, para así ser consumida en su totalidad o gran parte por la nave industrial en cuestión y dotar a la empresa de mayor independencia de la red suministradora.

1.2 Contenido

El proyecto estará compuesto por una serie de documentos complementarios entre sí que se completarán unos a otros para tratar de dotar al proyecto de todos los datos necesarios para su correcta interpretación y ejecución.

En primer lugar, en esta memoria se definirá todas las características de la instalación y se presentará la información teórica y los cálculos necesarios para la realización del proyecto.

En segundo lugar y adjuntos a la memoria, los anexos completarán con estudios justificativos y datos técnicos las decisiones tomadas durante el proceso de diseño y los elementos seleccionados.

A continuación, se incluirá un pliego de condiciones referidas a las especificaciones técnicas del proyecto y de los elementos, tanto materiales como personales o de proceso de ejecución que intervienen en la obra.

En cuarto lugar, el presupuesto ofrecerá una aproximación del coste total de todos los elementos y trabajos necesarios para la instalación.

Por último, los planos ofrecerán la información necesaria sobre la disposición tanto de la nave como de todos los elementos, conexiones y fijaciones necesarias, que en conjunto con el resto de los documentos concluirán la información necesaria para la correcta comprensión de la instalación.

1.3 Energía solar

1.3.1 Antecedentes mundiales

La energía solar es una fuente de energía eléctrica renovable cuya explotación permite aprovechar la energía proveniente del sol y transformarla en otro tipo de energía, por ejemplo, eléctrica capaz de ser utilizada por cualquier aparato eléctrico.

Algunas de las primeras iniciativas de desarrollo de tecnologías que pudieran aprovechar la energía proveniente del sol datan de 1865 con el invento de Auguste Mouchout de un generador de vapor mediante energía solar que movía un pequeño motor, o la creación de una celda fotovoltaica en 1877 de selenio por William Grylls.

Posteriormente y tras abandonarse durante un largo periodo las iniciativas de aprovechamiento de la energía solar en favor de la utilización de combustibles fósiles, la evolución de esta tecnología siempre estuvo marcada por una tendencia en la cual se daba grandes avances cuanto mayor era el miedo a las crisis energéticas que podían aparecer al terminarse las reservas de combustibles fósiles.

Siguiendo dicha tendencia, el primer gran avance en células fotovoltaicas apareció en la crisis del petróleo de 1974 y continuó en la crisis de 1979 donde empezó a considerarse por una pequeña parte de la sociedad como una fuente viable de energía ante la gran bajada de precios que sufrió la fabricación de estos elementos en comparación al mercado de combustibles fósiles.

En los años siguientes aparecieron programas estatales en diferentes países con el objetivo de incentivar el uso de esta energía, como por ejemplo el Federal Photovoltaic Utilización Program de Estados Unidos o el Sunshine Program de Japón.

En la década de los noventa con la creciente preocupación por el cambio climático y la aparición del protocolo Kyoto, se aceleró el desarrollo de tecnologías que aprovecharan la energía solar que, a partir del 2000, a raíz de que algunos países adoptaran una serie de subvenciones y políticas de apoyo a las energías renovables, aumentaron en gran medida su implantación en muchos ámbitos de la sociedad y la posicionaron como una alternativa energética rentable y competente con el resto de energías.

1.3.2 Antecedentes y actualidad en España.

En España la primera la primera instalación de naturaleza fotovoltaica, es decir que convierte la energía solar en energía eléctrica, fue

construida Madrid en el año 1984, y con apenas 100 kWp sirvió de precedente para la construcción de otras cuatro instalaciones más en hogares particulares en 1993.

En este país la investigación de la energía solar vino fomentada a finales del siglo XX y principios del siglo XXI por reales decretos que apoyaron su industria y permitieron que en 2008 destacara por ser uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 W instalados en un año.

Un año más tarde debido a la legislación vigente en ese entonces se ralentizó la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas durante los siguientes años por las inconveniencias de explotación e instalación.

Después de un periodo de apenas desarrollo de estas tecnologías en este país, gracias a ciertos cambios legislativos como la desaparición del impuesto al sol o la aparición del Real Decreto 15/2018, hicieron posible que las tecnologías solares y en especial la fotovoltaica se encuentre en la actualidad en una fase avanzada de desarrollo, instalación y aprovechamiento ya que, aparte de ser un país con una gran cantidad de horas de sol, los compromisos europeos de instaurar energías renovables y disminuir la gran dependencia energética exterior para aumentar la autonomía energética, han convertido. esta alternativa energética en una de las más demandadas.

El cada vez mayor número de individuales y empresas privadas que empiezan a considerar la energía fotovoltaica como la mejor alternativa ante el crecimiento desenfrenado del precio de la electricidad al que se está viendo sometido el país durante estos últimos meses, vuelve a posicionar la energía fotovoltaica como la alternativa para un futuro energético sostenible en el país.

1.4 Normativa

La no referencia de alguna norma vigente en este apartado sobre alguno de los trabajos a realizar, elementos o cualquier aspecto relacionado con la instalación fotovoltaica no exime de la responsabilidad de su cumplimiento según la normativa vigente en el país de realización.

Se nombrará de manera general la normativa aplicada en lo referente a la instalación fotovoltaica a diseñar, que en caso de que el proyecto se lleve a cabo, se deberá cumplir obligatoriamente o su equivalente a la ley vigente que sustituya a la anterior en caso de actualización o cambios.

Se podrá añadir normativas concretas para su correcta interpretación o referenciar en los siguientes apartados del proyecto a alguno de los artículos mencionados a continuación.

- La Norma Técnica para Instalaciones de Media y Baja Tensión, publicada en el D.O.G.V. (Diario Oficial de la Generalitat Valenciana) el 7 de abril de 1992 de la empresa suministradora de energía eléctrica.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico, y resto de normativa aplicable en materia de prevención de riesgos.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Las Ordenes de 17 de julio de 1989, 12 de febrero de 2001 y 18 de septiembre de 2002 sobre contenido mínimo de los proyectos de industrias e instalaciones industriales.
- Real Decreto 1955/2000 que define el procedimiento de conexión y acceso a la red.
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto de 2002 por el que se aprueba el nuevo Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y las Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC) BT01 a BT 51.
- Real Decreto 1110/2007, 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real decreto Ley 15/2010 para el autoconsumo fotovoltaico.
- 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico.
- Orden FOM/1635/2013, de 10 de septiembre, por la que se actualiza el Documento Básico DB-HE «Ahorro de Energía», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.
- 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 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores basado en tres principios:

- Se simplifican los trámites burocráticos y técnicos requeridos, como la inscripción en un registro para aquellas instalaciones no superiores a 100 kilovatios.
- Se reconoce el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores, lo que permitirá aprovechar las economías de escala.
- Se reconoce el derecho al autoconsumo de energía eléctrica sin peajes ni cargos.
- Demás condiciones impuestas por los Organismos públicos afectados y ordenanzas Municipales.

1.5 Antecedentes instalación.

1.5.1 Introducción

Famapel 2006 es la empresa para la que se va a realizar el diseño de la instalación fotovoltaica. La empresa se dedica principalmente a la fabricación de distintos tipos de maquinaria y su economía principal se centra en maquinaria para la industria del papel y cartón a nivel internacional, aunque también ha llevado a cabo la realización de maquinaria para gran número de proyectos pertenecientes a diferentes industrias en todo el mundo, como la fabricación de maquinaria industrial para el diseño de mascarillas higiénicas, realizado en Reino Unido en el año 2020.

La nave industrial de la empresa sobre la que se realiza el estudio y diseño está situada en la calle Alberic 31, en la localidad de Guadassuar, Valencia. En el plano N°01 (Plano de situación) y N°02 (Plano de emplazamiento 1) se puede ubicar la parcela donde se sitúa la nave industrial, mientras que en el plano N°04 (Plano de planta de cubierta) se puede ubicar cada una de las cubiertas donde se situaran los elementos respecto a la superficie total de la parcela.

La nave industrial es de nueva construcción y su proyecto se inició en enero de 2018 y finalizó en noviembre de 2020.

En dicha nave se ha planteado el uso de instalación fotovoltaica para una situación de autoconsumo, sin venta de excedentes y con el máximo aprovechamiento de la energía producida por la instalación.

1.5.2 Consumo energético de la nave industrial

El consumo mensual en kWh de la nave industrial se extraerá de las facturas eléctricas aportadas por la compañía de suministro Coopelec, cooperativa eléctrica de Guadassuar. A partir de las facturas se ha realizado un estudio en el Anexo 1 donde se explicarán las

consideraciones tenidas en cuenta respecto a la propia industria y algunas referentes a la situación actual en el panorama mundial.

El resultado final de dicho anexo y que se empleará en consideraciones para el diseño de la instalación en apartados posteriores se ve reflejado en la Figura 1, extraída directamente del apartado de conclusiones del documento.

En esta tabla se recogen los consumos mensuales en kWh para un año completo de la nave industrial en funcionamiento.

Mes	Consumo (KWh)
Diciembre 2020	939
Enero 2021	1085
Febrero 2021	1164
Marzo 2021	1181
Abril 2021	1280
Mayo 2021	1280
Junio 2021	1280
Julio 2021	1260
Agosto 2021	568
Septiembre 2021	1280
Octubre 2021	1188
Noviembre 2021	1092
Total Anual	13597

Figura 1. Consumo energético mensual y anual.

Según los datos obtenidos en la Figura 1 y representados de manera gráfica en la Figura 2 se puede observar que, sin tener en cuentas los meses en que por diversas consideraciones explicadas en el anexo 1 se han igualado sus consumos al del mes de septiembre de 2021, se mantiene cierta linealidad en todo el consumo anual de la empresa a excepción de agosto por ser el mes en que la nave industrial se encuentra cerrada una quincena por periodo vacacional.

Por otro lado, el consumo anual de 13.597 KWh se empleará para establecer la potencia buscada en la instalación que deberá ser superior a esta.

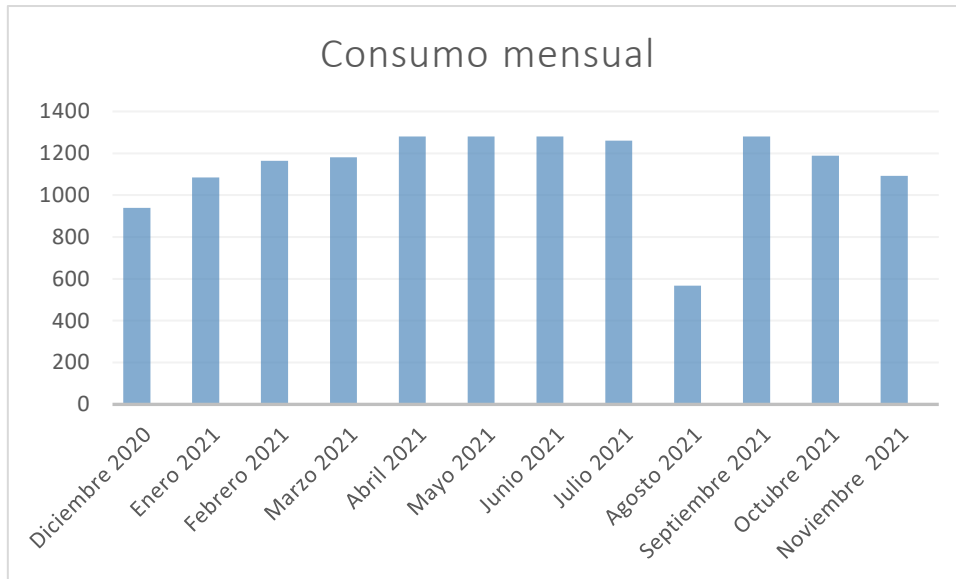


Figura 2. Consumo mensual.

La Figura 3 recoge, a partir de los documentos solicitados a la empresa y a su vez solicitados a la compañía eléctrica, la potencia media consumida durante las 24 horas del día para septiembre por ser el mes de máximo consumo. En la gráfica se puede observar que la curva de consumo aumenta de manera exponencial cuando la nave industrial se pone en funcionamiento sobre las 8 de la mañana, desciende durante la hora del almuerzo y decae con el fin de la jornada laboral a medida que los trabajadores finalizan sus turnos.

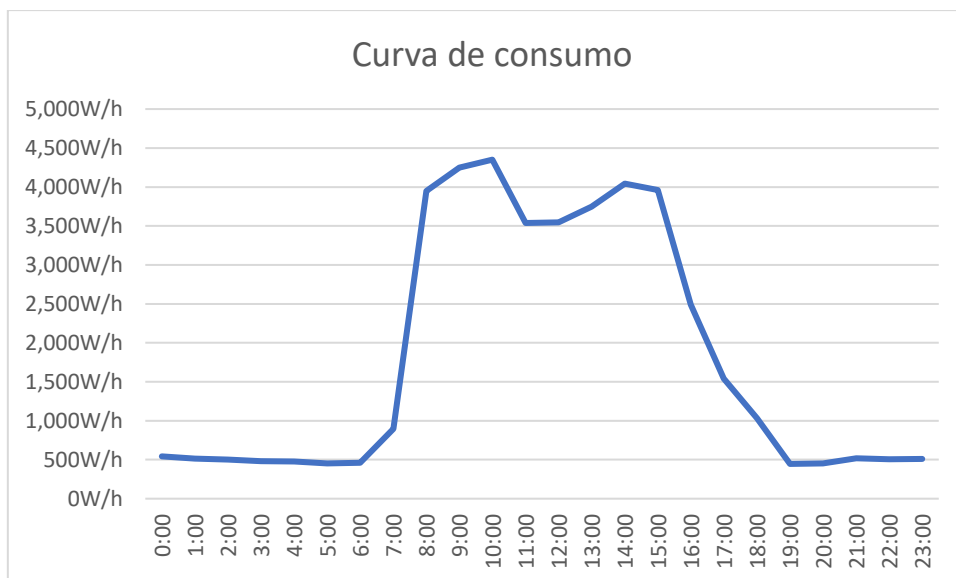


Figura 3. Curva de consumo horario septiembre 2021

1.5.3 Estructura de la nave industrial.

Todos los aspectos estructurales comentados en este apartado de la memoria han sido extraídos directamente del “Proyecto de ejecución de edificio industrial para el desarrollo de una actividad de fabricación de maquinaria para el papel” llevado a cabo por el estudio de ingeniería Vicente Giménez al cual se ha podido tener acceso y referente el diseño y construcción de la nave industrial sobre la que se planea diseñar la instalación fotovoltaica. Más específicamente se mencionarán los aspectos relacionados con la cubierta que es la superficie de apoyo de la instalación.

- “El edificio proyectado (...) tendrá forma rectangular de dimensiones exteriores: 21,08 m de largo y 25,12 m de ancho. Con cubierta inclinada a dos aguas simétricas, con una altura de cumbre de 12,59 m y de 9,93 m en alero.”

- “La cubierta del edificio es de paneles prefabricados tipo sándwich. Se trata de una cubierta accesible únicamente para conservación, y con una inclinación inferior a 20°....”

- “La cubierta se realizará de panel con tres grecas, tipo sándwich aislante de acero, de 30 mm de espesor y 1000 mm de ancho, formado por doble cara metálica de chapa estándar de acero galvanizado, acabado prelacado, de espesor exterior 0,5 mm y espesor interior 0,5 mm y alma aislante de espuma rígida de poliuretano (PUR) de alta densidad 40 kg/m³.”

- “Se dispondrá de una pendiente del 10 %.”

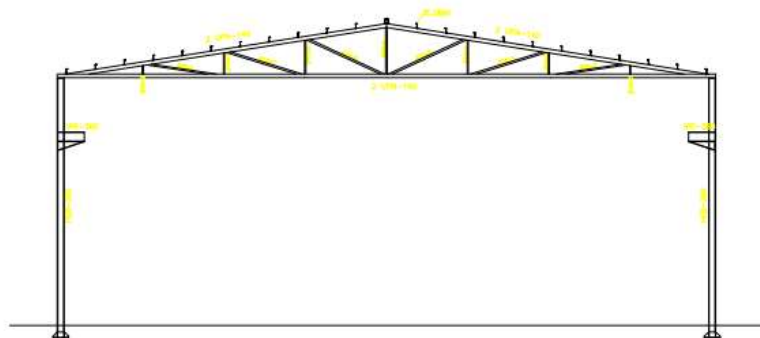


Figura 4. Alzado de la nave industrial extraído del proyecto de ejecución del edificio

Al tratarse este proyecto, no desde un punto de vista de diseño estructural si no de dimensionado y diseño de la instalación generadora de energía, únicamente se tomará en cuenta de los párrafos anteriores las dimensiones exteriores del edificio y el tipo de cubierta empleado, así como su inclinación que será de 12°.

Se supondrá para el diseño de la instalación que la cubierta es capaz de superar todas las fuerzas que se apliquen sobre ella al colocar en parte de esta los elementos necesarios para la instalación fotovoltaica.

1.5.4 Red eléctrica.

La información de este apartado ha sido extraída también del mismo proyecto de ejecución de edificio industrial, mencionado anteriormente y llevado a cabo en la nave donde se va a situar la instalación, y será utilizada como antecedentes de diseño para el dimensionado de la red eléctrica.

“Toda la instalación se ajustará a las especificaciones establecidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias anexas al mismo.”

Este enunciado nos indica la adhesión específica a una de las normativas mencionadas en el apartado 1.4 sobre normativa, presente en esta memoria.

“La alimentación es trifásica de tensión nominal: 230/400 V”. Este dato se tendrá en cuenta de manera específica tanto para la selección del inversor como para el dimensionado de los conectores y protecciones.

“La previsión de potencia eléctrica en función de las máquinas a instalar y el alumbrado es de 45 KW.” Aunque la potencia eléctrica que se planteó para la nave industrial es de 45 KW para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se realizará en base a una comparación con el consumo real expresado en las facturas y en las curvas horarias de consumo.

1.6 Características generales de la instalación.

En el anexo A2 adjunto a la memoria se ha realizado una valoración detallada sobre las posibles alternativas de elementos y características de diseño en una instalación fotovoltaica para las especificaciones técnicas de la nave industrial Famapel 2006 y se ha planteado una toma de decisiones justificadas en tablas para llegar a la conclusión de adoptar las siguientes características, expuestas de manera simplificada, para el diseño y dimensionado de la instalación.

- La instalación fotovoltaica funcionará con una tensión en corriente continua de 48V extraída de los módulos fotovoltaicos, que a través del inversor se convertirá para la parte de corriente alterna en corriente trifásica de tensión 230/400 V que coincidirá con el tipo

de tensión de funcionamiento de los elementos eléctricos de nave industrial.

- Se diseñará como una instalación conectada a la red. Con este planteamiento la instalación aprovechará toda la energía proveniente del sol cuando la electricidad producida por los generadores fotovoltaicos sea superior la electricidad de consumo necesario en la nave industrial, y por otro lado estará respaldada por la corriente proveniente de la red eléctrica en caso de que no sea suficiente su generación.
- No se dispondrá de baterías para almacenar la energía ni de reguladores de baterías debido al gran coste que suponen estos elementos. Además, no sería lógico su uso por el planteamiento de emplear toda la energía producida por la instalación durante las horas de sol.
- La producción eléctrica se realizará sin venta de excedentes a la red, ya que el objetivo productivo es únicamente el de ser una instalación de autoconsumo. De esta manera, el funcionamiento de la nave industrial cuando la energía fotovoltaica sea insuficiente se suplirá con corriente eléctrica proveniente de la red y cuando sea excedente está se perderá.
- Se emplearán paneles fotovoltaicos de tecnología monocristalina, conectados en serie o paralelo según las necesidades de diseño
- Los inversores necesarios que convertirán la corriente eléctrica producida por los módulos fotovoltaicos serán de tipo String y permitirán un monitoreado y un correcto funcionamiento de los generadores a través de ciertos elementos añadidos del modelo seleccionado. Además, en su cuadro se encontrará una serie de elementos encargados de proteger la red y al inversor, tal como se verá en apartados posteriores
- Los paneles se apoyarán directamente sobre una estructura rígida de soporte conformada de aluminio, orientados en el lado sureste de la cubierta inclinada del edificio y siguiendo la inclinación de la cubierta por tratarse de una estructura coplanar a esta. La estructura de soporte a su vez estará anclada directamente a la chapa de tipo sándwich, sin necesidad de subestructuras.

1.7 Cálculo de potencia generada y consumida

1.7.1 Irradiación horizontal.

La irradiancia se podría definir como una magnitud de medida de la energía solar por unidad de área, normalmente expresada en W/m^2 ,

por otro lado, la radiación es esa irradiancia recibida durante un periodo de tiempo y por tanto se expresará Wh/m^2 .

Estas magnitudes son importantes porque conocer sus valores para una superficie en concreto son el primer paso para poder calcular la energía producida por una instalación fotovoltaica, la superficie donde medir la irradiación sería la superior de los módulos fotovoltaicos y el tiempo necesario para un correcto funcionamiento sería un año completo.

La irradiación se puede definir según latitud y longitud, orientación e inclinación de las placas siendo algunos de estos factores beneficiosos para la producción energética y otros perjudiciales.

En primer lugar, se obtendrá los datos de irradiación solar para el plano horizontal en Guadassuar, lugar de emplazamiento de la nave industrial y la instalación a diseñar. Se muestran los resultados, todos ellos extraídos del PVGIS y expresado en (kWh/m²) en la siguiente figura 5.

Mes de 2021	Plano horizontal (0 °) (kWh/m ²)
Enero	68.83
Febrero	93.97
Marzo	142
Abril	163.72
Mayo	204.89
Junio	237.52
Julio	237.37
Agosto	221.45
Septiembre	166.68
Octubre	112.45
Noviembre	74.43
Diciembre	68.25

Figura 5. Tabla de irradiación para Valencia en el plano horizontal según mes

A partir de los datos de irradiación para el plano horizontal se calculará la irradiación real tras efectuar la corrección de cada uno de los factores mencionados anteriormente que afectan a la producción.

1.7.2 Irradiación corregida según la inclinación.

En primer lugar, a partir de los datos de cálculo para la radiación directa y difusa, que suponen en su conjunto la radiación global, se obtienen los factores de corrección expresados en la figura siguiente extraída directamente de la IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) para la inclinación de 10°, siendo el valor más

cercano a los 12° de inclinación que realmente presenta la cubierta sureste de la nave industrial, y la latitud de 39° que presenta el lugar de emplazamiento para todos los meses del año.

Mes de 2021	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)	Factor corrección inclinación 10°	Irradiación global corregida (kWh/m ²)
Enero	68.83	1.13	77.78
Febrero	93.97	1.1	103.37
Marzo	142	1.1	156.2
Abril	163.72	1.08	176.82
Mayo	204.89	1.05	215.13
Junio	237.52	1.02	242.27
Julio	237.37	1.01	239.74
Agosto	221.45	1.02	225.88
Septiembre	166.68	1.05	175.01
Octubre	112.45	1.09	122.57
Noviembre	74.43	1.13	84.11
Diciembre	68.25	1.15	78.49

Figura 6. Tabla de corrección de irradiación por inclinación.

A partir de la tabla de la Figura 6 se observa que aumentar la inclinación 10° respecto al plano horizontal supone un incremento del 5,9% de irradiación solar sobre las placas fotovoltaicas y por tanto este será un factor muy positivo para la instalación porque aumentará la producción energética.

1.7.3 Pérdidas por orientación.

En segundo lugar y al contrario que la inclinación ser algo perjudicial para la producción fotovoltaica, aparece la importancia de la orientación de las placas.

El máximo beneficio de producción fotovoltaica se obtendría con una orientación sur de las placas para el lugar geográfico donde se encuentra la instalación respecto al ecuador.

En el caso concreto que se diseña, al tratarse la estructura de soporte para las placas fotovoltaicas de una estructura coplanar, deberá seguir la orientación proyectada por la cubierta sureste de la nave industrial en la que se encuentran apoyadas, cuya orientación no coincide con el sur si no que presenta un azimut de -42° respecto al sur geográfico.

Dentro del DTE (Documento Técnico de la Edificación) en concreto en el (DB) Documento Básico de exigencias básicas de ahorro de energía se establece por normativa el procedimiento para calcular estas pérdidas máximas a partir de la siguiente figura.

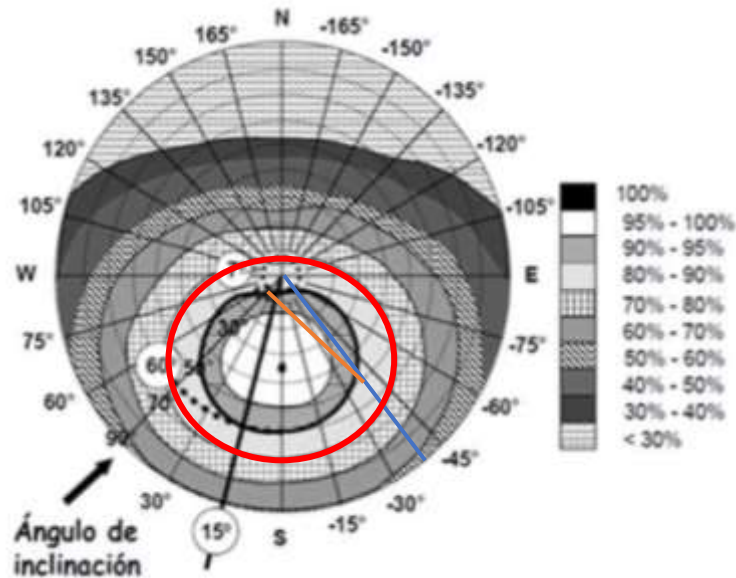


Figura 7. Aprovechamiento solar por inclinación y orientación (DB Ahorro de energía)

Se entrará a la gráfica siguiente a través del azimut respecto al sur geográfico mencionado que en conjunto con la inclinación de 12° sitúan el aprovechamiento solar para la orientación e inclinación correspondiente entre un 80-90%.

Siendo contrario al aprovechamiento de la energía solar y situándose del lado de la seguridad en la producción se establecerán unas pérdidas del 20%, siendo el caso más desfavorable pero inferior al límite establecido en el documento anteriormente mencionado para paneles coplanares en cubierta que se establece en un 30% como máximo.

1.7.4 Pérdidas de producción por sombras.

Para la Comunidad Valenciana se puede apreciar en la figura 8, extraída de la Web de fusión energía solar para una inclinación de 10° de los paneles fotovoltaicos respecto al plano horizontal, la cantidad de horas de pico solar por mes para Valencia. Estas unidades de medida hacen de nuevo referencia a la irradiación solar, pero en este caso medida suponiendo una irradiancia constante de 1000W sobre 1 m² durante 1 hora.

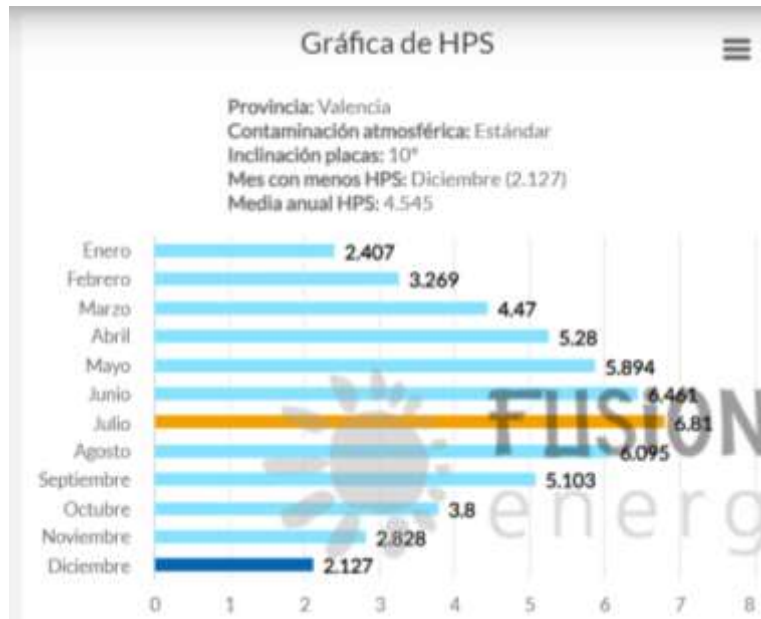


Figura 8. Horas pico solar Valencia (fusioneenergiasolar.es)

Se podrá afirmar, a partir de la figura anterior, la gran cantidad de horas pico solares sin sombras comparado con otros países, en las que estará funcionando la instalación.

Dicha afirmación junto a los siguientes argumentos hace presuponer que no habrá más pérdidas significativas por sombras que puedan hacer peligrar la producción y que por tanto no será necesario un cálculo de sombras.

1º) La superficie en la que se encuentran apoyados los módulos fotovoltaicos no presentan ningún obstáculo en su cubierta, tal y como se observará en el plano de emplazamiento

2º) La nave industrial donde se diseña la instalación tiene la misma altitud que el edificio colindante por ser parte de la misma empresa.

3º) La empresa está situada en una parte alejada del polígono de Guadassuar por lo que tampoco hay obstáculos en la vía pública como más edificios o árboles.

1.7.5 Irradiación real

Por último, se recogerá los datos de la irradiación real incidente en las placas cada mes teniendo en cuenta cómo afecta cada uno de los factores a dichos valores sobre el plano horizontal.

Mes 2020	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)	Factor corrección inclinación 10°	Irradiación global corregida (kWh/m ²)	Irradiación global - pérdidas (kWh/m ²)
Enero	68.83	1.13	77.7779	62.22
Febrero	93.97	1.1	103.367	82.69
Marzo	142	1.1	156.2	124.96
Abril	163.72	1.08	176.8176	141.45
Mayo	204.89	1.05	215.1345	172.11
Junio	237.52	1.02	242.2704	193.82
Julio	237.37	1.01	239.7437	191.79
Agosto	221.45	1.02	225.879	180.70
Septiembre	166.68	1.05	175.014	140.01
Octubre	112.45	1.09	122.5705	98.06
Noviembre	74.43	1.13	84.1059	67.28
Diciembre	68.25	1.15	78.4875	62.79

Figura 9. Tabla de irradiación incidente corregida menos pérdidas

A partir de los datos expuestos en la figura 9 con las respectivas correcciones y en comparación con la figura 5 con los datos de irradiancia para el plano horizontal y dirección sur se obtiene que la producción final de energía según la irradiancia es de un 15.28% menor para los módulos situados y orientados según las necesidades de diseño de la instalación.

Para comprobar que los datos sean reales se compara los valores obtenidos con la base de datos del PVGIS para las mismas características de diseño seleccionadas. En la figura 10 se observa que para las características especificadas las pérdidas son del 14%, que aunque inferiores al valor calculado se entiende por haber sido en este proyecto lo más restrictivo posible al usar una inclinación de 10° para el factor de corrección de inclinación, aunque al usarse 12° debería aumentar la irradiación, y al haber puesto de pérdidas por orientación el 20% estando el valor entre 10%-20%

Resumen	
Datos proporcionados:	
Localización (Lat/Lon):	39.184,-0.485
Horizonte:	Calculado
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
Tecnología FV:	Silicio cristalino
FV instalada (kWp):	11.9
Pérdidas sistema [%]:	14
Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	-12
Ángulo de azimut [°]:	-42
Producción anual FV (kWh):	16316.51
Irradiación anual (kWh/m ²):	1862.81
Variación interanual (kWh):	465.96
Cambios en la producción debido a:	
Ángulo de incidencia [%]:	-3.14
Efectos espectrales [%]:	0.5
Temperatura y baja irradiancia [%]:	-12.06
Pérdidas totales [%]:	-26.30

Figura 10. Valores reales de pérdidas (PVGIS)

1.7.6 Cálculo de la potencia fotovoltaica de diseño.

El cálculo de la potencia fotovoltaica se realizará a partir de la aproximación entre las curvas de producción energética de la instalación fotovoltaica y la curva de consumo de la nave industrial

En primer lugar, el consumo de la nave industrial se ha extraído de las facturas presentes en el anexo A1 y expuesto en el apartado 1.5.2 de la memoria considerándose el consumo total como el consumo en horas de producción.

Se representa la curva anual de consumo para todos los meses del año exclusivamente en horas de producción de la nave industrial en la figura 11. Estas horas de producción coincidirán siempre con las horas pico solar y sus adyacentes con valores más elevados por trabajar la empresa siempre en horario diurno y estar estas horas pico solar alrededor del mediodía.

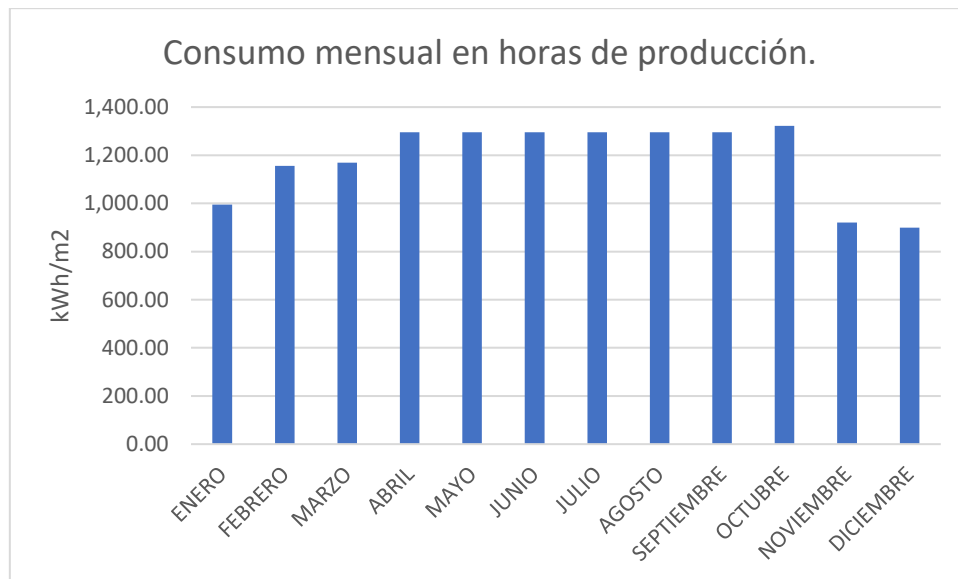


Figura 11. Consumo mensual en horas de producción.

Comparando en consumo de las horas de producción con el consumo total se observa que estas primeras suponen un alto porcentaje de la energía total consumida por la instalación ya que en las 8 horas de jornada laboral se consume de media un 80% de la energía consumida durante todo el día.

Para dimensionar el número de paneles necesarios y calcular la producción fotovoltaica de cada mes se ha utilizado los datos de producción de los paneles, y situándose en el caso más desfavorable en que las pérdidas de orientación e inclinación son máximas y los paneles se encuentran al final de su periodo de garantía se le ha aplicado la reducción porcentual pertinentes a esa producción. A continuación, se ha manipulado la cantidad de los módulos y la potencia de estos para tratar de aproximar lo máximo las curvas de producción y de consumo.

Nº Módulos	34
Potencia módulo	350 W
Potencia total	11900 W

	Producción fotovoltaica (kWh)	Consumo nave industrial (kwh)
Enero	727.22	1085
Febrero	892.08	1164
Marzo	1350.52	1181
Abril	1543.78	1280
Mayo	1780.75	1280
Junio	1889.09	1280
Julio	2057.50	1260
Agosto	1841.48	568
Septiembre	1492.03	1280
Octubre	1148.09	1188
Noviembre	826.86	1092
Diciembre	642.63	939
Total	16192.02	13597.00

Figura 12. Tabla aproximación entre consumo y producción.

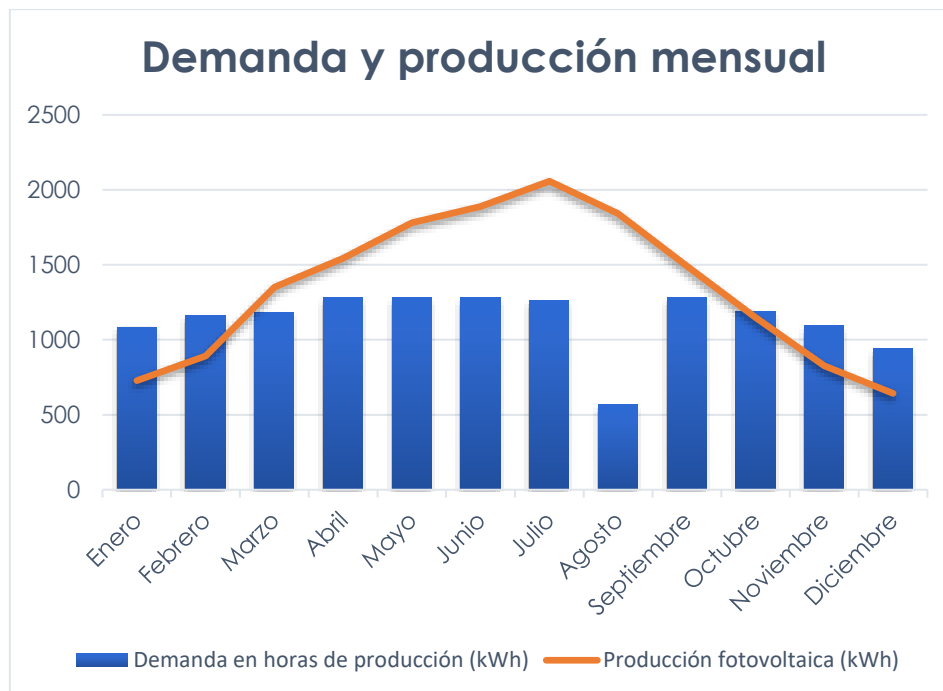


Figura 13. Demanda y producción mensual

La figura 13 representa la comparación entre las curvas de producción y consumo sobre la que se ha hecho la variación hasta obtener como decisión final el diseño de la instalación a partir de 34 paneles de 350 Wp que proyectaran una potencia total de la instalación de 16,192 MWh anual

Esta producción, aunque es superior a los 13,6 MWh anuales de consumo no sirve para abastecer de energía la instalación durante todos los meses del año por el reducido número de horas pico solar de los meses de invierno. Para no sobredimensionar la producción de energía en los meses de verano se decide mantener la configuración del apartado anterior y utilizar la energía proveniente de la red eléctrica en casos que la producción no sea suficiente, coincidiendo dichos momentos con las horas en que la instalación fotovoltaica no produce energía por ser de noche.

La instalación se diseña como una instalación sin venta de excedentes, en la que cuando se produzca más energía de la necesaria para consumo esta se perderá. Ese excedente no supondrá una parte significativa en comparación a toda la energía que sí que se auto consumirá en ese mismo mes tal y como se puede ver en la figura 14, donde se compara la energía necesaria en horas de producción con la energía producida por la instalación fotovoltaica que si se está consumiendo más un extra de excedentes que por no coincidir con el consumo se está perdiendo o extrayendo de la red.

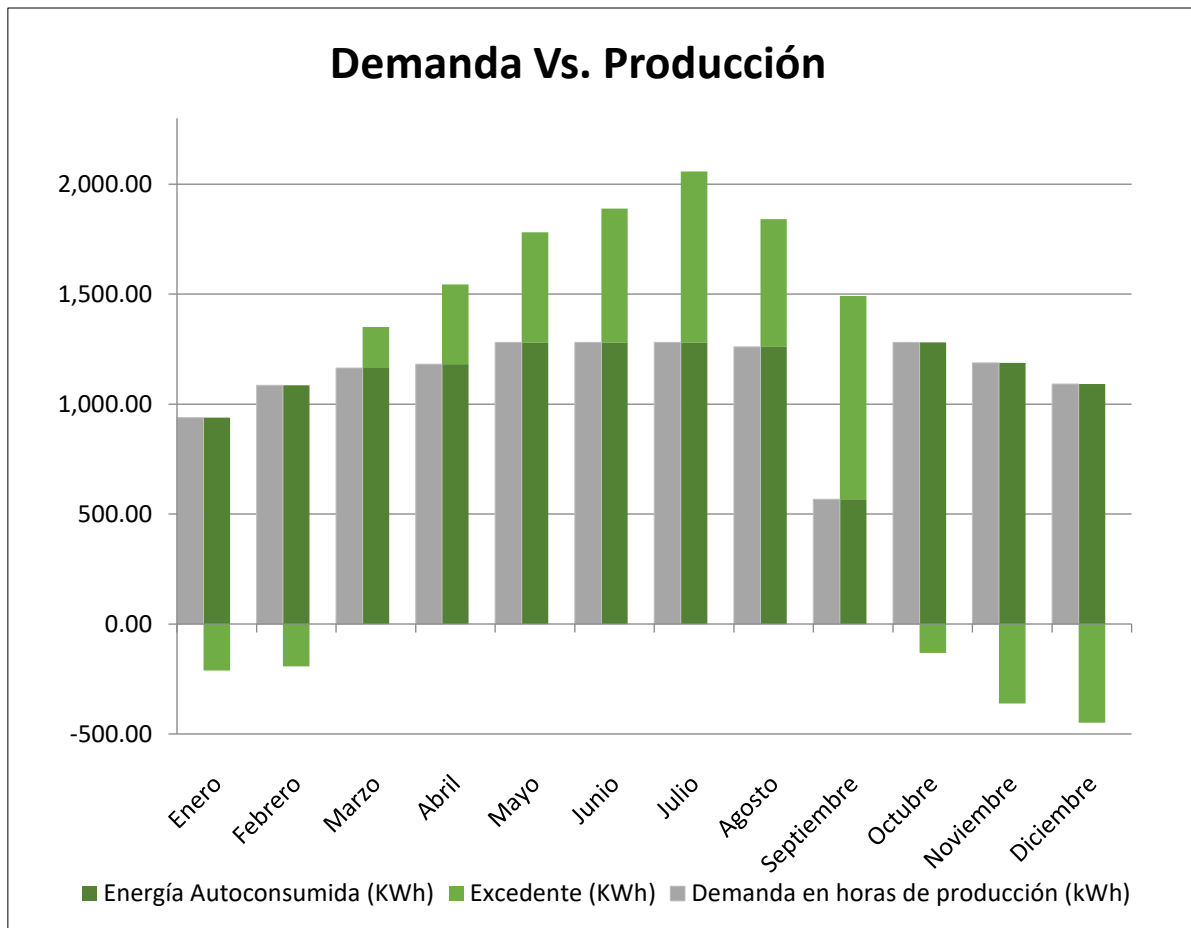


Figura 14. Tabla comparativa mensual entre demanda y energía auto consumida más excedentes.

A partir de la diferencia entre la producción fotovoltaica y el consumo de cada mes de esa energía se obtiene una cuota de autoconsumo del 83,97%, es decir, de toda la energía que se genera solo se perderá, por no realizar la venta de excedentes, el 16,03 % de la energía mientras que el resto se aprovechará completamente

1.8 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los elementos de la instalación encargados de extraer del sol la energía que proyecta y convertirla en energía eléctrica a través de una serie de reacciones químicas en su superficie, donde el elemento característico y necesario para esta reacción es el silicio.

La instalación fotovoltaica proyectada estará formada por 34 módulos fotovoltaicos monocristalinos de la marca, Futurasun modelo FU 350 M Zebra, con potencia pico de 350 Wp con lo cual se alcanzará una potencia de 11,9 KWh para la instalación completa

Se ha seleccionado este modelo de módulos fotovoltaicos debido a la relación excelente entre potencia y dimensiones que presenta permitiendo sacar potencias elevadas utilizando para ello un espacio mínimo.

Las características eléctricas principales de los módulos seleccionados extraídas de la ficha técnica están representadas y marcadas para el modelo concreto seleccionado en la figura 15. La más destacable es la potencia máxima pico de 350 W mencionada anteriormente, así como los datos de intensidad y de tensión que servirán para el cálculo de la sección de los conductores en apartados posteriores.

ELECTRICAL DATA				
MODULE ZEBRA		FU 350 M ZEBRA	FU 355 M ZEBRA	FU 360 M ZEBRA
Standard Test Conditions: STC, 1000 W/m ² - AM 1.5 - 25 °C - tolerancias: Pmax: ±3%, Voc (+4%), Isc (+1.0%)				
Potencia de el módulo (Pmax)	W	350	355	360
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	42.00	42.30	42.60
Corriente de cortocircuito (Isc)	A	10.76	10.81	10.86
Voltaje de máxima potencia (Vmpp)	V	34.80	35.20	35.50
Corriente de máxima potencia (Impp)	A	10.06	10.09	10.13
Eficiencia módulo	%	20.69	20.98	21.28
Nominal Module Operating Temperature: NMOT 300 W/m ² - T=45 °C - AM 1.5				
Máxima potencia (Pmax)	W	264	268	272
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	39.85	40.21	40.54
Corriente de cortocircuito (Isc)	A	8.68	8.72	8.76
Voltaje de máxima potencia (Vmpp)	V	32.68	33.05	33.41
Corriente de máxima potencia (Impp)	A	8.07	8.10	8.13

Figura 15. Características eléctricas de los módulos. (Ficha técnica)

MECHANICAL SPECIFICATIONS	
Dimensiones	1685 x 1004 x 35 mm
Peso	19,5 kg
Vidrio	Con bajo contenido de hierro, templado, antirreflejo, transparente 3,2 mm
Celul encapsulation	PDE (Polyolefín)
Celdas	100 celdas monocristalinas PERC half-cut 158,75 x 79,375 mm
Backsheet	Compuesto: film multicapa
Cuadro	Anodizado negro con montaje y agujeros de drenaje
Caja de conexiones	Certificada en acuerdo con la IEC 62790, IP 65 aprobado, 3 diodos
Cables y conectores	Cable solar, longitud 300 mm o personalizada ensamblado con enchufes combinables MC4
Corriente inversa máxima (Ir)	20 A
Tensión máxima del sistema	1500 V (2000 V a petición)
Carga máxima (nieve)	Snow: 5400 Pa / Wind: 3600 Pa
Clase de protección	II - accordance to IEC 61730

Figura 16. Especificaciones. (Ficha técnica)

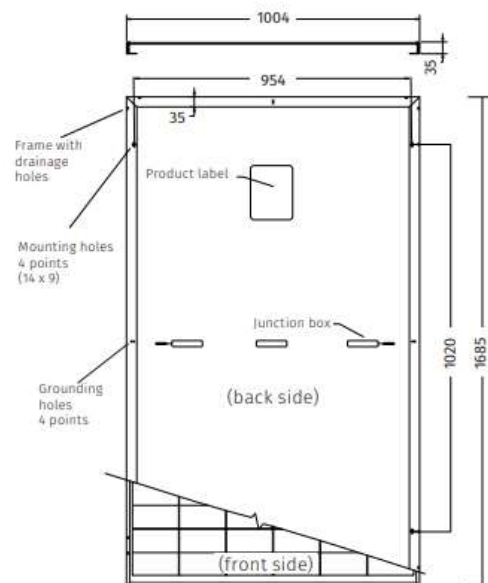


Figura 17. Dimensiones del módulo fotovoltaico. (Ficha técnica.)

En la figura 16 se muestran las especificaciones de los módulos, en donde se puede observar el aislamiento eléctrico de clase II de estos elementos, así como el cableado incluido y sus cajas de conexiones con las protecciones incluidas.

La figura 17 muestra las dimensiones interiores y exteriores del módulo, estas últimas serán las de referencia cuando aparezca dibujado un módulo fotovoltaico en los planos y junto con la figura anterior se puede

apreciar la relación potencia-dimensiones mencionada anteriormente junto con el alto porcentaje de eficiencia que presenta el modelo.

Por último, en la figura 18 extraída también de la ficha técnica de los módulos, se presenta la degradación de los módulos con el modelo seleccionado en el paso de los años.

A parte de la garantía de 25 años, se observa para el modelo de módulo fotovoltaico una lenta degradación lineal con el paso del tiempo, que lo sitúa en el final de su garantía al terminar el vigésimo quinto año con rendimiento del 89% y que comparado con el rendimiento medio del mercado según la empresa FuturaSun que suministra este modelo, está por encima en un 10% de rendimiento respecto a la media del mercado para el mismo tiempo transcurrido.

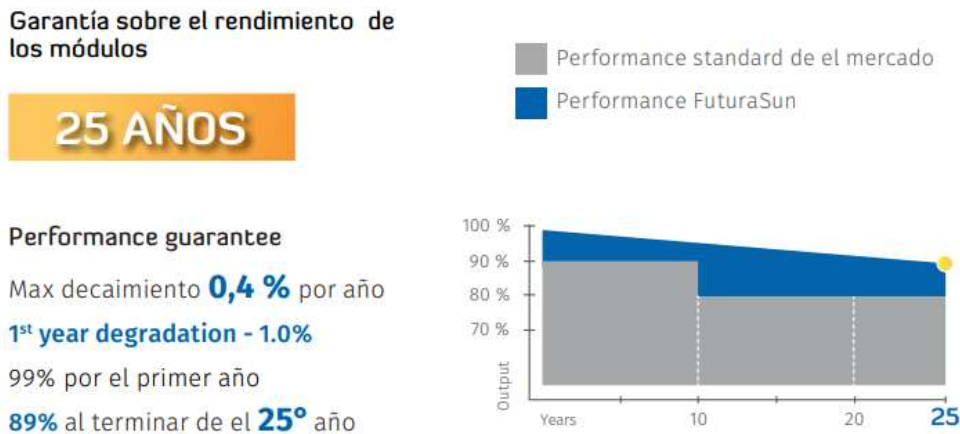


Figura 18. Garantía y degradación paneles fotovoltaicos. (Ficha técnica)

En cuanto a la colocación y conexión de estos elementos dentro de la instalación del proyecto, se deberá seguir las dimensiones representadas en el plano N.º 04 sobre la distribución de los módulos en la planta de la cubierta y la representación de las conexiones del plano N.º 06.

Los módulos se situarán en una de las caras de la cubierta de la nave industrial, concretamente la orientada hacia el sureste con un azimut de - 42° respecto al sur geográfico aproximadamente, apoyados sobre una estructura fija coplanar y siguiendo la inclinación de 12 ° de dicha cubierta de manera que no produzcan sombra entre ellos.

La distancia entre la cumbrera y la parte superior de la primera fila de módulos en serie será de 1 metro, medido sobre la superficie inclinada de la cubierta, para someter las estructuras a menos cargas de viento que si se colocan ajustados a la cumbrera. Por otro lado, la distancia

entre las dos filas de módulos será también de 1 metro entre módulo y módulo, medido también sobre la superficie inclinada de la cubierta, para facilitar las tareas de colocación y mantenimiento.

Las conexiones entre los módulos se explicarán detalladamente en el apartado de conexiones en corriente continua.

1.9 Inversores.

Los inversores son los elementos de la instalación fotovoltaica encargados de convertir la energía extraída de los módulos fotovoltaicos a un tipo de energía que pueda ser aprovechado por la maquinaria de la nave industrial. Entre sus principales funciones también está la de ofrecer una serie de protecciones a la instalación.

El inversor seleccionado convertirá la energía generada por los módulos en corriente continua a corriente alterna a 230/400V que es la alimentación de tensión nominal trifásica de la nave industrial extraída del apartado de descripción de la red eléctrica en la nave industrial.

Conforme a la toma de decisiones presente en el anexo 2 del proyecto, se usará un inversor de tipo String al que se le conectaran 2 ramales conectados en paralelo, cada uno de ellos de 17 módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Se ha escogido por su calidad de señal generada, garantía y certificaciones de homologación que presenta, el Inversor Fronius Symo-12,5-3-M de la marca Fronius preparado para una potencia activa de 18,8 kW.

El inversor seleccionado permitirá la interconexión con la red eléctrica sin necesidad de baterías y permitirá transformar a corriente alterna la energía proveniente de los paneles solares para así poder ser usada por los dispositivos de la empresa.

Algunas de las características eléctricas del Inversor son:

-Máxima eficiencia con dos entradas MPP (Maximum Power Point Tracking) o seguidores de máxima potencia independientes. Este seguimiento, aunque usualmente se emplea para el correcto funcionamiento de carga y descarga para las baterías, en este caso concreto en que no aparecen almacenadores también presentará utilidad por permitir extraer la máxima energía de los paneles incluso en situaciones difíciles como las de nubosidad variable y sombreados parciales.

-Con el doble sistema de seguimiento mencionado además también se asegura una gran flexibilidad para configurar el campo fotovoltaico gracias al amplio rango de tensión de entrada que es una gran ventaja en el caso de que se quieran hacer ampliaciones del sistema a posteriori y sea necesario regular la tensión que aportará cada uno de los paneles

-El modelo de inversor presenta en cuanto a materiales un diseño robusto con una carcasa de acero especialmente diseñada para que se pueda instalar tanto en interiores como exteriores ya que es capaz de soportar temperaturas extremas y climas adversos.

Otra ventaja importante de este modelo de inversor frente a la mayoría de los inversores es que presenta un gran número de elementos de personalización como alarmas y avisos en casos de que la potencia de alguna de las cadenas de módulos decaiga por debajo de los valores seleccionados por el cliente. Esa característica especial del elemento reduce la limitación que presentan los inversores tipo String sobre la reducción de potencia de todos los paneles de una cadena si falla uno de ellos afectando a la potencia de todo el ramal conectado a ese inversor.

Dicha personalización de las alarmas, junto a la opción de monitorizar de manera externa o a través de internet el correcto funcionamiento de los paneles fotovoltaicos permite detectar en poco tiempo si algún panel está dañado o se ve afectado por algo que reduce su transformación de energía y permite plantear una solución rápida ante dicho suceso.

Se deberá cumplir lo establecido en el pliego de condiciones y en el plano N°04 donde se observa que el inversor encuentra situado en la planta baja a una altura de 1,5 m sobre el nivel del suelo, cerca del cuadro de distribución general de la instalación, pero con espacio suficiente a este para que se pueda ubicar el cuadro de protecciones de corriente alterna.

Las características técnicas del inversor se muestran en la figura 19 extraída de la ficha técnica referente al producto.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{in, max} / I_{in, max}^{(2)}$)	27 A / 4.5 A ¹⁾			33 A / 27 A	
Máxima corriente de entrada total simultánea ($I_{in, max}^{(2)} + I_{in, max}^{(2)}$)	43 A			54 A	
Máxima corriente de entrada por fase EV (MPP) / MPP ²⁾	40.5 A / 24.9 A			49.5 A / 40.5 A	
Máxima tensión de entrada ($U_{in, max}$)			200 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{in, min, serv}$)			200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{in, nom}$)			400 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{in, max}$)			1,000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{MPP, min} - U_{MPP, max}$)	170 - 800 V	320 - 800 V		170 - 800 V	420 - 1000 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de módulos CC			3x1		
Máxima salida del generador EV ($P_{A, max}$)	13.0 kW _{peak}	18.0 kW _{peak}	22.5 kW _{peak}	28.3 kW _{peak}	30.0 kW _{peak}
DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{CA, nom}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Máxima potencia de salida	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{out, max}$)	44.4 A	38.0 A	31.7 A	25.3 A	20.9 A
Acoplamiento a la red (energía de inyección)		3 NPT, 400 V / 230 V a 3 NPT, 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frecuencia (rango de frecuencia)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)		
Coefficiente de distorsión en línea	1.8 %	2.0 %	1.5 %	1.3 %	1.3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{in}$)			0.9 ind / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)			720 x 510 x 225 mm		
Peso	34.0 kg			43.4 kg	
Tipo de protección			IP 66		
Clase de protección			1		
Categoría de sobretensión (CC / CA) ³⁾			1 + 2 / 3		
Consumo en reposo			< 1 W		
Concepto de inyección			Sin Transformador		
Refrigeración			Refrigeración de aire regulada		
Instalación			Instalación interior y exterior		
Rango de temperatura ambiente			-40 + 60 °C		
Humedad de aire admisible			0 - 100 %		
Módulo auxiliar		1,000 W / 1,000 VA, 230 V AC, 50/60 Hz (sin protección / con protección)			
Tecnología de conexión CC		6 x CC+ y 6 x CC- barras en cables 2.5 - 16 mm ²			
Tecnología de conexión principal		3 barras CA barras auxiliares 2.5 - 16 mm ²			
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 1001 + 712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, GRS/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NED 017				

¹⁾ 4.0 A para tensiones < 420 V
²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible con IEN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 (de protección de sobretensión).

Figura 19. Datos técnicos del inversor. (Ficha técnica.)

Las conexiones y protecciones del inversor se explicarán detalladamente en los apartados de conexión a corriente alterna y continua por ser el elemento de transición entre ambas partes de la instalación.

1.10 Estructura de soporte de los paneles.

1.10.1 Generalidades

Los módulos fotovoltaicos irán montados sobre una estructura coplanar siguiendo la inclinación de la cubierta tal y como se ha seleccionado en el anexo 2, donde además se indica que el material seleccionado por las características técnicas que presenta será el aluminio

Toda la estructura de soporte, así como el material necesario para su fijación estará suministrado por la empresa Sunfer Estructuras, dicha empresa solo realiza la venta a grandes proveedores así que para la obtención de la estructura se deberá poner en contacto con una de esas empresas que realizan la venta a particulares e instaladores.

1.10.2 Especificaciones del modelo

El modelo seleccionado será el producto 04V y se adjuntarán todos los datos necesarios extraídos de su ficha técnica.

En la ficha técnica se especifica los tipos de cubierta disponibles y la forma de anclaje a esta. Se encuentra disponible para el material de la cubierta de Famapel2006, siendo está compuesta por paneles de chapa tipo sándwich y con método de anclaje directamente atornillado a la chapa.

El modelo seleccionado se compone por unos perfiles longitudinales de aluminio, unidos por su geometría a unas pletinas igualmente de aluminio denominadas producto S04 que se atornillaran directamente a la superficie continua al lado superior de las grecas, por su lateral. En la figura 20, extraída de la ficha técnica del anexo referente a este producto, se representa gráficamente la colocación de las pletinas en el lateral de las grecas

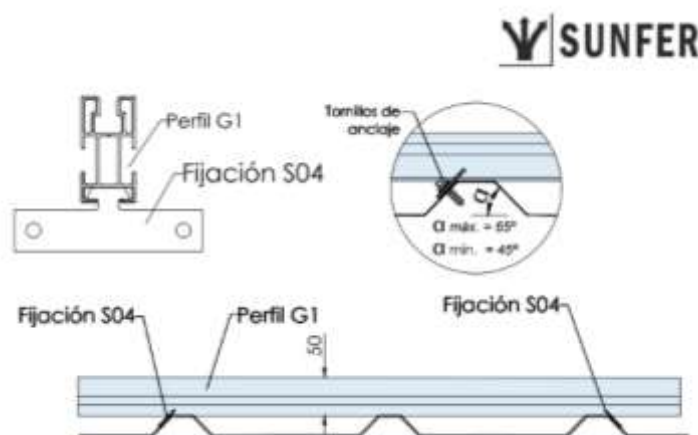


Figura 20. Representación anclaje de soporte a chapa (Ficha técnica)

La opción más económica sería la de productos de tipo micro rail que no presentaran un perfil continuo, si no perfiles cortos de anclaje a chapa sobre el que se apoyan los módulos, pero se ha decidido emplear un perfil continuo debido a la gran distancia entre grecas que presenta la cubierta de la instalación, siendo esta distancia de 500 mm según se puede extraer del apartado 1.5.3 de la memoria del presente proyecto.

El soporte constará de 4 perfiles longitudinales de aluminio paralelos entre sí y conformados a partir de perfiles longitudinales G1 de aluminio

unidos a su vez por las uniones denominadas por el fabricante como UG1.

Se ha escogido el producto 04V entre los diferentes tipos de estructuras con perfil continuo por la ventaja que presenta al anclarse de manera lateral a las grecas, que junto al neopreno presente en la pletina o fijación S04 asegura la estanqueidad de la instalación ante el agua.

Para mayor estanqueidad, la pletina S04 se atornillará a la chapa con la fijación recomendada denominada S42, que se puede observar en la figura 21. La fijación viene incluida en el producto junto con la pletina S04 y consistente en un tornillo punta broca reducida de métrica 6,3 mm y longitud 20 mm soldado a una arandela de sellado EPDM impedirá cualquier tipo de filtración a la chapa provocado por el propio tornillo al fijar la pletina S04 a esta. La ficha técnica completa se adjunta también en el anexo correspondiente.



Figura 21. Fijación S42 (Catalogo Sunfer-energy.com)

Para la fijación de los módulos a la parte superior del perfil se empleará, siguiendo las recomendaciones de productos de la página web, las fijaciones o presores laterales y centrales S10 y S11 tal y como se muestra en la figura 22 extraída de dicha página.

Su colocación respecto a los módulos se hará siguiendo las indicaciones del fabricante sobre instrucciones de montaje



Figura 22. Elementos compatibles con el producto 04V (Catalogo Sunfer-energy.com)

Tanto el presor lateral (fijación S10) como el presor central (fijación S11) actúan de la misma forma, se sitúan sobre los soportes y a través de su geometría se enganchan con el perfil G1 tal como se ve en la figura 23 y 24 extraídas de las fichas técnicas de los productos adjuntas. A continuación, situándose sobre módulos en la posición correspondiente se ajustan y mantienen los módulos fijos en la estructura de soporte.



Figura 23. Fijación S10 (Catalogo Sunfer-energy.com)



Figura 24. Fijación S11 (Catalogo Sunfer-energy.com)

La compra de este producto se realizará a través de kits. Este método, ofertado por el fabricante, incluye todo el material y toda la tornillería necesaria para el montaje de un número determinado de módulos asegurando la no necesidad conseguir más piezas por no haber solicitado el número adecuado de elementos.

Otra ventaja de obtener la estructura a través de kits es que la longitud de las barras de aluminio viene determinada por el número y tamaño de los módulos, de manera que no será necesario la realización de cortes en los perfiles longitudinales de aluminio, con lo cual se reduce el trabajo de montaje, así como el peligro de accidentes por las puntas de los elementos cortados.

Para el producto seleccionado existen kits de diferentes tipos de mesas según la cantidad de módulos, estando disponible desde las mesas de 1 módulo hasta las mesas de 6 módulos. Para montar cada una de las 2 mesas de 17 módulos de la instalación se emplearán 2 kits de mesas de

6 módulos cada una y 1 kit de una mesa de 5 módulos. Estos 3 kits estarán unidos a través de uniones suministradas por el fabricante.

Al comprar el producto en kits se incluyen también las tapas G1, siendo éste un accesorio que se coloca en el extremo abierto de los perfiles continuos para evitar la entrada de aire u otros elementos y aumentando así su resistencia y vida útil.

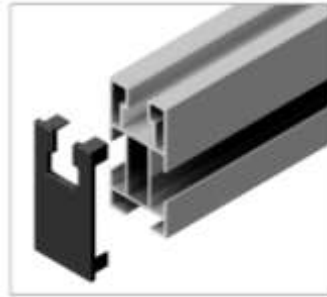


Figura 25. Tapa para perfil G1 (Catalogo Sunfer-energy.com)

1.10.3 Especificaciones de montaje.

Los soportes de aluminio formados por los perfiles longitudinales y las uniones pertinentes se montarán conforme a lo indicado en los planos de montaje de kits y siguiendo la distribución de estos sobre la cubierta representada en el plano N°04 del proyecto

Cada uno de los perfiles estará compuesto por 11 barras de 1800 mm y una barra de 900 mm unidas entre si con 11 uniones UG1 en que se atornillan 2 extremos de 2 barras diferentes dentro de la unión con 4 tornillos S47 autotaladrantes de métrica 4,8 mm del mismo fabricante, por lo que serán necesario 44 tornillos de ese modelo.

A las uniones incluidas en los propios kits para unir los perfiles pertenecientes a la misma mesa del kit se le añadirá en el recuento las 6 uniones por fila de módulos añadidas y necesarias para combinar las 3 mesas de kits mencionadas, sumando entonces 12 uniones con 4 tornillos S47 cada una que se compraran a parte según el presupuesto

El recuento total de uniones UG1 será de 44 unidades y el de fijaciones S47 de 176 unidades

La distancia entre los dos perfiles situados para una misma fila de módulos será la mitad del largo del panel, tal y como recomiendan los fabricantes de módulos, y la distancia entre el perfil inferior y superior de diferentes filas de módulos será suficiente para que se pueda realizar el mantenimiento, es decir al menos 1 metro.

Los perfiles se anclarán a la cubierta con las pletinas S04 según la figura 20 con una distancia entre fijaciones aproximada de 1000 mm, es decir cada dos grecas.

Se colocará cada anclaje en el lado de la greca opuesta al de la fijación anterior y estando para la misma fila de módulos la fijación del perfil superior e inferior en el mismo lado de la greca según lo indicado por el fabricante.

Será necesario 18 pretinas S04 para cada uno de los perfiles, siendo 72 el número total de elementos necesarios. Además, será necesario 2 tornillos S42 por pletina S04 para su anclaje a chapa, es decir 144 tornillos S42 para el anclaje de la estructura de soporte a la cubierta.

En la parte superior de los perfiles, para fijar los módulos a la estructura de soporte se emplearán los presores centrales y laterales. El número de presores laterales S10 vendrá marcado por el número mesas de módulos se coloquen, siendo necesarias 4 fijaciones por mesa. En el caso concreto serán necesarios 8 por disponer de 2 mesas de 17 módulos.

El número de presores centrales S11 por otro lado vendrá marcado por el número de espacios entre módulos presentes en cada uno de los dos perfiles que componen la estructura. Serán necesarios por tanto 32 presores por mesa, es decir 64 fijaciones en total. Además, el ancho de la pieza extraído de su ficha técnica marcará la distancia necesaria entre los módulos, que será de 20 mm.

En los extremos de los perfiles se colocarán las tapas G1 que vienen en los kits, como son dos mesas de 17 módulos con dos perfiles longitudinales, se colocaran 2 tapas en cada uno de los extremos de cada mesa, siendo el total de tapas G1 necesarias de 8 unidades.

1.11 Instalación de corriente continua.

1.11.1 Descripción

En el sistema eléctrico de la instalación a diseñar, la parte de la instalación de corriente continua comprende desde los módulos fotovoltaicos, pasando por todos los materiales y conectores hasta llegar al inversor.

En primer lugar, la conexión entre paneles se realizará en dos líneas de 17 paneles conectadas a un único inversor. En cada una de las dos líneas del inversor los módulos se conectarán en fila por orden de proximidad para así evitar una excesiva cantidad y longitud de conectores cruzándose.

Los cables de conexión entre módulos serán de tipo Multi contact MC4 para asegurar que la conexión y desconexión en caso de errores sea rápida y de forma segura.

En segundo lugar, la red de cables de distribución de energía en forma de corriente continua se encontrará sobre la cubierta de la nave industrial, desde los módulos fotovoltaicos hasta la caja de conexiones y desde la caja de conexiones hasta el inversor seleccionado, más concretamente se conectará cada uno de los ramales de módulos mencionados al seguidor de máxima potencia del inversor

Estas conexiones se realizarán con cables unipolares de doble aislamiento de Polietileno Reticulado y se encontrarán situados debajo de un tubo protector sobre el suelo de la cubierta siendo adecuados para su uso a la intemperie según la norma UNE 21123. Se fijarán además con abrazaderas a la superficie inferior para obtener una mayor disipación de energía en estos conductores

En el interior de los cables mencionados los elementos deberán ser de cobre y presentar una sección adecuada para evitar las caídas de tensión que no podrá ser inferior al 1,5% ni en los conectores ni en la caja de conexiones para cualquier condición de trabajo.

Para una línea de módulos conectados en serie, el módulo más alejado de la caja de conexiones conectará su polo negativo directamente con el negativo de la siguiente línea de módulos utilizando cada uno de los dos cables con una longitud de al menos 20 metros hasta la caja de conexiones.

Por otro lado, el polo positivo del último módulo de cada línea de módulos se conectará con el polo negativo del módulo continuo, y así de manera sucesiva hasta conectar todos los módulos de cada línea. Los polos positivos restantes de los módulos más cercanos a la caja de conexiones se conectarán con esta con un cableado que deberá superar, en el caso de la fila más alejada de la caja una longitud de 3 metros y la más cercana de 1 metro.

Desde la caja de conexiones hasta el inversor se conectará a través de un único cable con las mismas características que los anteriores pero diferente sección, calculadas en apartados posteriores, que deberá superar una distancia mayor a los 47 metros necesarios.

Este cableado discurrirá por la cubierta sureste de la nave industrial y bajo el tubo protector desde la caja de conexiones, pasando por la cubierta noroeste hasta llegar a donde a través de un agujero bajará de la cubierta y de manera paralela al muro de la nave industrial bajará anclado a este hasta la altura de 1,75m sobre el nivel del suelo, donde

de forma paralela a este discurrirá hasta el inversor situado en la planta baja de la nave.

1.11.2 Protecciones

En la instalación de corriente continua aparecerán una serie de elementos de protección que, siendo necesarios por normativa, servirán para impedir que algún fallo en esta parte de la instalación pueda dañarla a ella misma o las personas que se encuentran alrededor.

a) Puesta a tierra del marco de los módulos y de la estructura mediante las conexiones necesarias. Se realizará una única toma a tierra para ambas partes de la instalación, tanto en la parte de corriente continua como en la parte de alterna, que será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora. En el caso de la toma a tierra de la parte de continua se decide juntar tanto la toma a tierra de los soportes como la de los módulos y el inversor en una única para evitar diferencias de tensiones peligrosas conforme al artículo 12 del Real decreto 1663/2000.

b) Aislamiento eléctrico de clase II establecido en el reglamento electrotécnico de baja tensión para todos los componentes de la instalación en CC, es decir, módulos, cableados y cajas de conexión. Esta clase de aislamiento se define en las instrucciones técnicas complementarias (ITC-BT-01) como "material en el cual la protección contra el choque eléctrico no se basa únicamente en el aislamiento principal, sino que comporta medidas de seguridad complementarias como doble aislamiento o aislamiento reforzado que no suponen la utilización de puesta a tierra para la protección ni depende de las condiciones de instalación" es decir, que independientemente de cómo se realice la instalación o la toma a tierra habrá unas protecciones añadidas por el material aislante de los elementos.

c) Protección contra cortocircuitos: Un cortocircuito es un fallo en el sistema en el que, debido a la equiparación entre tensión e intensidad, la resistencia queda anulada y los extremos del conductor con diferentes polaridades se unen, descontrolándose la tensión y pudiendo provocar una gran cantidad de daños tanto a la instalación fotovoltaica como a la nave industrial

En el caso de la corriente de cortocircuito para el módulo fotovoltaico, al ser la corriente de cortocircuito ligeramente superior a la de operación del módulo fotovoltaico, no es problemática para esta parte

del circuito ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal de este.

Por otro lado, para el inversor sí puede ser un problema que lo dañe gravemente, de modo que se instalará previamente un fusible de 10A/1000 V en cada uno de los polos conectados al inversor. Estas dos protecciones por lo general ya están incluidas en el modelo de inversor seleccionado.

Cabe destacar que el inversor además realizará de forma automática la conexión o desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de que se produzca una caída de frecuencia o de tensión de la red eléctrica, añadiendo un factor de protección a la instalación ante este tipo de problemas

d) Protección contra sobrecargas: La sobrecarga eléctrica es otro fallo provocado por una subida o bajada de tensión en el sistema debido a un aumento o descenso del consumo de la instalación y que puede llevar a un incorrecto funcionamiento del conector, que al estropearse traerá consigo la aparición de cortocircuitos y todos sus efectos adversos.

Para evitar este fallo se empleará los mismos fusibles mencionados para solucionar el problema de cortocircuitos.

e) Para evitar los contactos directos o indirectos con elementos eléctricos en tensión se instalará en primer lugar un controlador integrado en el inversor que detendrá su funcionamiento al detectar una caída en su resistencia al paso de corriente, este podría ser un Interruptor magnetotérmico o diferencial que corte la corriente en caso de que se superen unos valores máximos

En segundo lugar, se colocará un interruptor manual para la instalación de corriente continua también en el inversor, de modo que se pueda cortar la corriente en caso de tener que realizarse alguna manipulación o tarea de mantenimiento sobre la parte de la instalación en corriente continua.

f) Para proteger al sistema contra sobretensiones, el modelo seleccionado de inversor ya solventa este problema a través de un descargador integrado en su sistema que deriva en su toma a tierra cualquier aumento de tensión excesivo que aparezca en la instalación.

1.11.3 Cálculo de la sección de los conductores.

Todos los cables se dimensionarán de manera que el cable sea más largo que la longitud a superar entre sus dos extremos y así evitar tensiones en este elemento.

Para el cálculo de la sección de los conductores se empleará la normativa marcada en el reglamento electrotécnico de baja tensión según el apartado ITC.BT-07 en el que se tendrán en cuenta los siguientes criterios del cual se tendrá que escoger el valor del más restrictivo de ellos

- Criterio de intensidad máxima admisible
- Criterio de caída de tensión.
- a) Criterio de intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima admisible es la intensidad máxima que podría circular a través de un conductor eléctrico de manera permanentes sin dañarlo ni alterar sus propiedades.

La intensidad se calculará a través de la ley de Watt en conjunto con la ley de ohm:

$$I(A) = \frac{P_c}{V_{RN}}$$

Ecuación 1. Ley de Watt

$$V = I \cdot R$$

Ecuación 2. Ley de Ohm

Siendo en las ecuaciones anteriores:

P= Potencia.

V= Tensión

I= Intensidad.

R= Resistencia

A partir de esta se deberá emplear la tabla extraída del reglamento electrotécnico de baja tensión de la figura 26 a partir del tipo de cable y su aislamiento junto con la intensidad calculada para obtener la sección indicada por este criterio.

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

Figura 26. Tabla A intensidades admisibles para conductores de cobre, no enterrado. (REBT)

b) Criterio de la caída de tensión.
Este criterio establece la caída de tensión máxima en función de la sección del conductor, de manera que esta sección deberá ser mayor al resultado dado para evitar el caso más desfavorable.

En el caso de la instalación fotovoltaica se establece una caída máxima del 1,5% y la fórmula utilizada será:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I}{\Delta V}$$

Ecuación 3. Fórmula de cálculo de sección del conductor extraída del REBT

Siendo en la ecuación 3:

L= Longitud de la línea (m)

ΔV=Caída de tensión (V)

I= Corriente máxima (A)

ρ=Resistividad del cobre = 0.01786 $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$

S =Sección del conductor (mm)

A partir de la sección calculada se deberá buscar la inmediatamente superior entre las disponibles en el mercado y que se tomaran como referencia de la figura 26.

1.11.3.1 Conductores entre módulos y caja de conexiones.

Las primeras conexiones para calcular serán las de los cables que van desde el módulo más alejado del inversor hasta la caja de conexiones donde se encontraran los cables de los dos ramales conectados en paralelo.

a) Criterio de intensidad máxima admisible

Por estar los 17 módulos de cada línea conectados en serie la intensidad máxima admisible corresponderá con la intensidad de máxima potencia del módulo fotovoltaico de 10,06A presente en la ficha técnica

A partir de este valor se entrará a la tabla de la figura 26 con los determinados datos de aislamiento:

- 3XLPE por tratarse de trifásica y de aislamiento con polietileno Reticulado.
- B1: Por tratarse de cables unipolares aislados en tubos y en obras

La sección según este criterio será de $1,5 \text{ mm}^2$

b) Criterio de caída de tensión.

Se supondrá una longitud de cable de 20 metros de ida y 20 metros de vuelta para asegurar que estos no se vean sometidos a esfuerzos de tensión.

La tensión será igual a la suma de las tensiones máximas de los módulos por estar conectados en serie, es decir 591,6 V y su ΔV estará limitado al 1,5% de la tensión mencionada

Aplicando la ecuación 3 con las unidades expresadas se obtiene:

$$S = \frac{0,01786 \cdot 40 \cdot 10,06}{591,6 \cdot 0,015} = 0,81 \text{ mm}^2$$

Ecuación 4. Aplicación de la ecuación 3 para conectores entre módulos y caja de conexión

La sección comercial inmediatamente superior es el de $1,5 \text{ mm}^2$ pero por tratarse de una instalación para fotovoltaica en que el recubrimiento debe ser de polietileno reticulado su sección debe ser al

menos de $2,5 \text{ mm}^2$ será la sección del conector seleccionado para esta parte de la instalación.

1.11.3.2 Conductores entre caja de conexiones e inversor.

En la caja de conexiones se juntarán los cables provenientes de los dos ramales de 17 módulos conectados en serie, la conexión de estos ramales implicará una conexión en paralelo que hará aumentar la intensidad máxima y por tanto recalculará la sección necesaria.

a) Criterio de intensidad máxima admisible

Al conectarse las dos líneas con intensidad máxima de 10,06 A en paralelo se sumarán esta intensidad obteniendo una intensidad de 20,12 A

A partir de este valor se entrará a la tabla de la figura 26 con los mismos datos de aislamiento que en el caso anterior, obteniendo que la sección de cable debe ser al menos de $2,5 \text{ mm}^2$

b) Criterio de caída de tensión.

Se supondrá una longitud de cable de 28 metros de ida y 28 metros de vuelta, ya que el inversor estará cerca del cuadro de distribución siguiendo las indicaciones del apartado correspondiente al inversor y la distribución reflejada en el plano de distribución en planta

La tensión será igual al caso anterior, y su limitación del 1,5% se mantendrá para su diferencia de potencial.

Aplicando la ecuación 3 con las unidades expresadas se obtiene:

$$S = \frac{0,01786 \cdot 56 \cdot 20,06}{591,6 \cdot 0,015} = 2,26 \text{ mm}^2$$

Ecuación 5. Aplicación de la ecuación 3 para conectores entre caja de conexión e inversor

En este caso será el criterio de máxima intensidad el más restrictivo y el que marcará la superficie de la sección en $2,5 \text{ mm}^2$, pero para estar del lado de la seguridad se empleará la superficie comercial inmediatamente superior de 4 mm^2

1.12 Instalación y protecciones en corriente alterna.

1.12.1 Descripción

La instalación de corriente alterna corresponde a todos los elementos presentes desde la salida del inversor hasta el cuadro general eléctrico

de la nave industrial pasando por el cuadro de protecciones de corriente alterna.

Para el sistema de cableado, al igual que en la instalación de corriente continua, los conectores serán de cobre y aislados en tubos de polietileno reticulado. Además, su sección deberá ser suficiente para asegurar que, tanto en estos elementos como en las cajas de conexiones, las caídas de tensión serán inferiores al 2% en el caso de corriente alterna.

Los conectores a su vez estarán formados por tres cables unipolares contenidos en tubos con una superficie de 2,5 veces la superficie de la suma de los conectores que contiene para cumplir la norma UNE-EN 50.086 sobre las características físicas mínimas necesarias.

1.12.2 Protecciones

Para proteger esta instalación y a las personas que la rodean de fallos que se pueden ocasionar aparecer una serie de elementos de protección para esta parte de la instalación situados en el cuadro de protecciones de corriente alterna, presente en el circuito entre el inversor y el cuadro de distribución general.

- a) En primer lugar, como medida de protección para evitar los fallos de derivación a tierra que puedan aparecer se dispondrá de un interruptor automático diferencial que siguiendo la normativa definida en el artículo 11 del real decreto 1663/2000 protegerá a la instalación de derivaciones.
- b) En segundo lugar, la toma a tierra de la carcasa del inversor se dispondrá conforme al artículo 12 del mismo Real Decreto mencionado en el caso anterior y la disposición y colocación de las picas a tierra se ajustarán por otro lado al reglamento electrotécnico de baja tensión.
- c) Además, para evitar los fallos provocados por cortocircuitos y sobrecargas se incluirá en el cuadro de protecciones de corriente alterna de la instalación fotovoltaica un interruptor magnetotérmico capaz de cortar la tensión de la instalación para casos de mantenimiento o manipulación del sistema.

Este último interruptor vendrá a la par con un interruptor de las mismas características capaz de cortar la tensión, a mayor escala, de forma manual y al que solo será capaz de acceder la empresa suministradora de energía para que, en caso de necesitar realizar algún tipo de mantenimiento en la red eléctrica general, no se dañe los elementos de la instalación fotovoltaica en la nave industrial. Estos dos interruptores

siguiendo la normativa referente al artículo 11 del mismo Real Decreto ya mencionado.

Como medida de protección añadida para evitar los fallos de derivación a tierra y haciendo referencia al interruptor automático diferencial enunciado en el apartado a) se asignará una corriente superior a la del interruptor magnetotérmico mencionado en el apartado c) para evitar cortocircuitos y sobrecargas de forma que, este nuevo interruptor será lo suficiente sensible para saltar solo en casos de fallos a tierra.

Tanto el interruptor magnetotérmico como el diferencial son elementos de protección estandarizados y para que cumplan las especificaciones de párrafo a) y de este último se seleccionará un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 32 A para que sea superior a la tensión de salida del inversor (ecuación 7) y un interruptor automático diferencial también tetrapolar de 40 A por que funcione a mayor intensidad que el elemento de protección anterior.

Por último, se instalará un dispositivo cuyo objetivo es garantizar que la corriente eléctrica producida por la instalación fotovoltaica no sea vertida a la red eléctrica de la compañía suministradora, ya que como se ha mencionado anteriormente se plantea el proyecto como sin excedentes.

Dicho elemento, llamado controlador anti vertido o "Meter", es un dispositivo que actúa como contador bidireccional que a través de mediciones internas aproxima el autoconsumo a la curva de carga de la nave industrial y gracias a la precisión en la medida de estos parámetros controla la inyección de potencia activa a la red para que sea cero. Esto significa que en el caso de que la instalación solar esté produciendo mayor energía de la que la nave industrial esté consumiendo, el sistema de inyección cero permitirá rebajar a elección la potencia del inversor, evitando así que se vierta a la red eléctrica general.

Este último elemento se encontrará situado al contrario que los anteriores dentro del cuadro de distribución general de la nave industrial, pero estará conectado a través de un cable de datos con el inversor, con el cual mantendrá un flujo constante de señales de entrada y salida para regular la potencia generada por la instalación fotovoltaica

1.12.3 Cálculo de la sección de los conectores.

Para el cálculo de la sección de los conductores en corriente alterna se empleará la normativa marcada en el reglamento electrotécnico de baja tensión según el apartado ITC.BT-07 en el que se tendrán en cuenta mismos criterios que para la parte de la instalación en corriente continua con unas pocas diferencias y del cual se tendrá que escoger el valor del más restrictivo de ellos

- Criterio de intensidad máxima admisible
- Criterio de caída de tensión.

a) Criterio de intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima admisible o de servicio se extrae a través de los datos del fabricante del inversor y de la potencia máxima que puede este extraer de la parte de corriente continua como:

$$I_b = \frac{P}{V \cdot \cos \varphi}$$

Ecuación 6. Ley de Watt aplicada al caso concreto

Donde:

P= Potencia máxima que se puede extraer de los paneles → 11.9 kW

V= Tensión de fase trifásica → 400 V en trifásica

Cos φ = Factor de potencia del inversor → 1

$$I_b = \frac{11900}{400 \cdot 1} = 29.75A$$

Ecuación 7. Aplicación de la ecuación 6 para el inversor

A partir de este valor se entrará a la tabla de la figura 25 pero esta vez en la fila B2 por tratarse de cables multipolares en tubos de protección. En cuanto al aislamiento seguirá siendo de polietileno reticulado como marca la normativa.

A partir de estos datos se obtiene que la mínima sección de cable necesario será 4 mm² hasta 30ª que ya se debería usar una sección comercial mas grande.

b) Criterio de la caída de tensión.

A diferencia del criterio anterior este sí aparece dos diferencias fundamentales en el cálculo de la sección.

La primera diferencia respecto al caso de corriente continua es que en esta primera se establece una caída máxima del 1,5%, mientras que

para la parte de corriente alterna se establece en un 2% según normativa.

La segunda diferencia se encuentra en la fórmula ya que en el caso de corriente alterna se deberá multiplicar el valor obtenido por un factor de corrección que en el caso de instalaciones fotovoltaicas viene establecido en 0,8.

La Ecuación quedará por tanto como:

$$S = \frac{\rho \cdot L \cdot I \cdot 0,8}{\Delta V}$$

Ecuación 8. Fórmula de cálculo de sección del conductor en corriente alterna extraída del REBT

Donde la longitud será de 2 metros, por estar el cuadro de distribución general cerca de la salida del inversor

$$S = \frac{0,01786 \cdot 2 \cdot 29,75 \cdot 0,8}{400 \cdot 0,02} = 0,106 \text{ mm}^2$$

Ecuación 9. Aplicación de la ecuación 8 para caso concreto de la instalación.

Ante este resultado el criterio más restrictivo es el de caída de máxima intensidad que pone en 30 A la máxima intensidad para una sección de 4mm^2 . Como la intensidad obtenida de 29,75 se encuentra muy cercano a este valor se decide ir del lado de la seguridad y emplear la sección inmediatamente superior de 6 mm^2

Anexo 1: Consumo energético mensual según facturas

A1.1 Objetivo.

El objetivo principal del anexo será llegar a una conclusión a partir de la observación y entendimiento de las facturas eléctricas que pueda servir para establecer un rango de valores sobre la potencia necesaria para el consumo de la instalación que permita su dimensionado de la manera más aproximada posible

A1.2 Explicación facturas eléctricas

En primer lugar, se van a exponer las facturas de un año completo en orden de antigüedad desde diciembre de 2020, añadiendo consideraciones y explicaciones sobre lo que en estas se observa.



Figura A1. 1 1ª Factura diciembre 2020

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO **DÍAS**
DICIEMBRE 2020 23

CONSUMO **IMPORTE TOTAL**
658 kWh 173,18 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculo	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14,723 kW x 23 días x 0,117090 Euros	39,94
POTENCIA P2	14,723 kW x 23 días x 0,070239 Euros	23,78
POTENCIA P3	14,723 kW x 23 días x 0,046829 Euros	15,86
ENERGIA P1	84 kWh x 0,116234 Euros/kWh	9,71
ENERGIA P2	481 kWh x 0,088853 Euros/kWh	42,55
ENERGIA P3	120 kWh x 0,088853 Euros/kWh	9,30
DESCUENTO ENERGÍA	0% Cooperativa 10,00% de 91,96 Euros	-4,20
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	0,77 meses x 1,53 Euros/mes	1,18
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%(136,04 Euros) x 0,112698%	6,90

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	143,12	21%	30,06
Importe Total			173,18

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
Nº CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: [REDACTED]
Comodación Bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-01-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V

Figura A1. 2 2ª Factura diciembre 2

Para diciembre de 2020 aparecen dos facturas, una de 8 días reflejada en la figura A1.1 y otra de los otros 23 que faltan del mes reflejada en la figura A1.2, esto se debe a que los primeros 8 días aún fueron contabilizados con un contador especial empleado en obras, pues, aunque las obras habían acabado con anterioridad fue el mes en el que se cambió de contador. El consumo mensual para dicho mes sería por tanto la suma de los consumos reflejados en las dos facturas.

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO **DÍAS**
ENERO 2021 31

CONSUMO **IMPORTE TOTAL**
1.085 kWh 253,87 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculo	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14,723 kW x 31 días x 0,117090 Euros	53,43
POTENCIA P2	14,723 kW x 31 días x 0,070239 Euros	33,06
POTENCIA P3	14,723 kW x 31 días x 0,046829 Euros	21,37
ENERGIA P1	82 kWh x 0,116234 Euros/kWh	7,90
ENERGIA P2	769 kWh x 0,088853 Euros/kWh	76,52
ENERGIA P3	248 kWh x 0,088853 Euros/kWh	17,35
DESCUENTO ENERGÍA	0% Cooperativa 10,00% de 151,25 Euros	-15,13
ENERGÍA REACTIVA P1	3,410 kWh x 0,241084 Euros (coef) 0,90	0,10
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	1,53 meses x 1,53 Euros/mes	1,18
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%(198,1 Euros) x 0,112698%	15,13

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	208,81	21%	44,06
Importe Total			253,87

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
Nº CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: [REDACTED]
Comodación Bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-02-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V

Figura A1. 3 Factura enero 2021

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO DÍAS
FEBRERO 2021 28

CONSUMO IMPORTE TOTAL
1.164 kWh 249,54 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculo	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14.723 kW x 28 días x 0.117065 Euros	48,26
POTENCIA P2	14.723 kW x 28 días x 0.075239 Euros	28,06
POTENCIA P3	14.723 kW x 28 días x 0.049628 Euros	19,20
ENERGIA P1	75 kWh x 0.116234 Euros/kWh	8,72
ENERGIA P2	834 kWh x 0.068853 Euros/kWh	57,44
ENERGIA P3	250 kWh x 0.068853 Euros/kWh	17,21
DESCUENTO ENERGIA	Dto. Cooperativa 10.00% de 108,88 Euros	-10,89
REACTIVA INDUCTIVA P1	6 kWh x 0.041084 Euros (coef. 0.80)	2,25
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	0.83 meses x 1.53 Euros/mes	1,27
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%(194.85 Euros) x 0.112666%	9,96

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	206,23	21%	43,31
Importe Total			249,54

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: domiciliación bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-03-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17.321 kW; P2: 17.321 kW; P3: 17.321 kW;

Figura A1. 4 Factura febrero 2021

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO DÍAS
MARZO 2021 31

CONSUMO IMPORTE TOTAL
1.181 kWh 265,57 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculo	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14.723 kW x 31 días x 0.117065 Euros	53,43
POTENCIA P2	14.723 kW x 31 días x 0.075239 Euros	32,08
POTENCIA P3	14.723 kW x 31 días x 0.049628 Euros	21,57
ENERGIA P1	109 kWh x 0.116234 Euros/kWh	12,67
ENERGIA P2	829 kWh x 0.068853 Euros/kWh	56,96
ENERGIA P3	243 kWh x 0.068853 Euros/kWh	16,68
DESCUENTO ENERGIA	Dto. Cooperativa 10.00% de 111,80 Euros	-11,18
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	1.03 meses x 1.52 Euros/mes	1,56
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%(207.3 Euros) x 0.112666%	10,60

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	219,48	21%	46,09
Importe Total			265,57

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: domiciliación bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-04-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17.321 kW; P2: 17.321 kW; P3: 17.321 kW;

Figura A1. 5 Factura marzo 2021

Las figuras A1.3, A1.4 y A1.5 referentes a las facturas eléctricas de los meses de enero, febrero y marzo respectivamente se emplean para hacer una idea estimada del consumo habitual en la nave industrial en condiciones normales de trabajo.



coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO
ABRIL 2021

DÍAS
30

CONSUMO
667 kWh

IMPORTE TOTAL
207,22 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculos	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14,723 kW x 30 días x 0,117065 Euros	51,71
POTENCIA P2	14,723 kW x 30 días x 0,070239 Euros	31,32
POTENCIA P3	14,723 kW x 30 días x 0,046626 Euros	20,48
ENERGIA P1	193 kWh x 0,116234 Euros/kWh	22,43
ENERGIA P2	304 kWh x 0,088853 Euros/kWh	30,30
ENERGIA P3	195 kWh x 0,058893 Euros/kWh	11,33
DESCUENTO ENERGIA	Dto. Cooperativa 10,00% de 64,51 Euros	-6,45
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	1 meses x 1,33 Euros/mes	1,33
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%/161,47 Euros(x) x 0,12889%	8,28

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuenta Impuesto
Nacional Ordinario	171,26	21%	35,96
Importe Total			207,22

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: Domiciliación Bancaria
[REDACTED]
Fecha de Vencimiento: 07-05-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17,321 kW; P2: 17,321 kW; P3: 17,321 kW

Figura A1. 6 Factura abril 2021

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO
MAYO 2021

DÍAS
31

CONSUMO
669 kWh

IMPORTE TOTAL
212,31 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO

FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculos	Importe (EUR)
POTENCIA P1	14,723 kW x 31 días x 0,117065 Euros	53,43
POTENCIA P2	14,723 kW x 31 días x 0,070239 Euros	33,26
POTENCIA P3	14,723 kW x 31 días x 0,046626 Euros	21,37
ENERGIA P1	204 kWh x 0,116234 Euros/kWh	23,71
ENERGIA P2	306 kWh x 0,088853 Euros/kWh	30,20
ENERGIA P3	199 kWh x 0,058893 Euros/kWh	11,71
DESCUENTO ENERGIA	Dto. Cooperativa 10,00% de 65,37 Euros	-6,54
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	1,33 meses x 1,33 Euros/mes	1,78
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100%/195,42 Euros(x) x 0,12889%	8,46

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuenta Impuesto
Nacional Ordinario	175,46	21%	36,85
Importe Total			212,31

DATOS DEL CLIENTE

Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: Domiciliación Bancaria
[REDACTED]
Fecha de Vencimiento: 07-05-2021

DATOS DEL SUMINISTRO

CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17,321 kW; P2: 17,321 kW; P3: 17,321 kW

Figura A1. 7 Factura mayo 2021



Figura A1. 8 Factura junio 2021

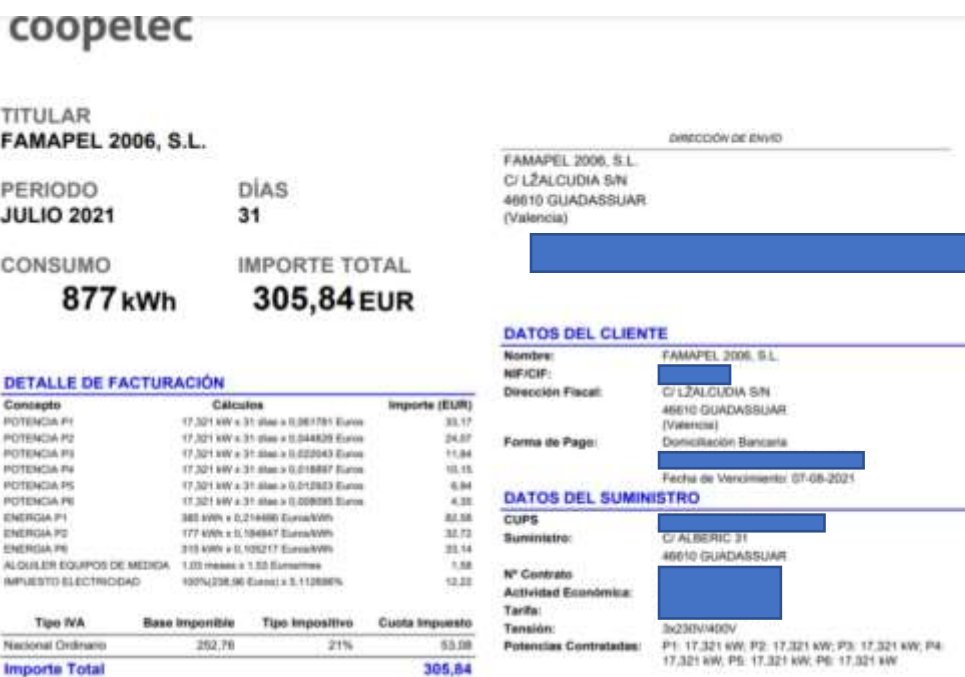


Figura A1. 9 Factura julio 2021

En las facturas A1.6, A1.7, A1.8 y A1.9 referidas a los meses de abril, mayo, junio y julio de 2021 respectivamente se observa una baja significativa del consumo de kWh, esto se explica por la situación económica y social de la empresa en dichos meses. El COVID 19 llevó a que la empresa tuviera que adoptar un ERTE, en primer lugar, de gran parte de su plantilla durante abril y mayo y más tarde de algunos de sus trabajadores durante los meses de junio y julio.

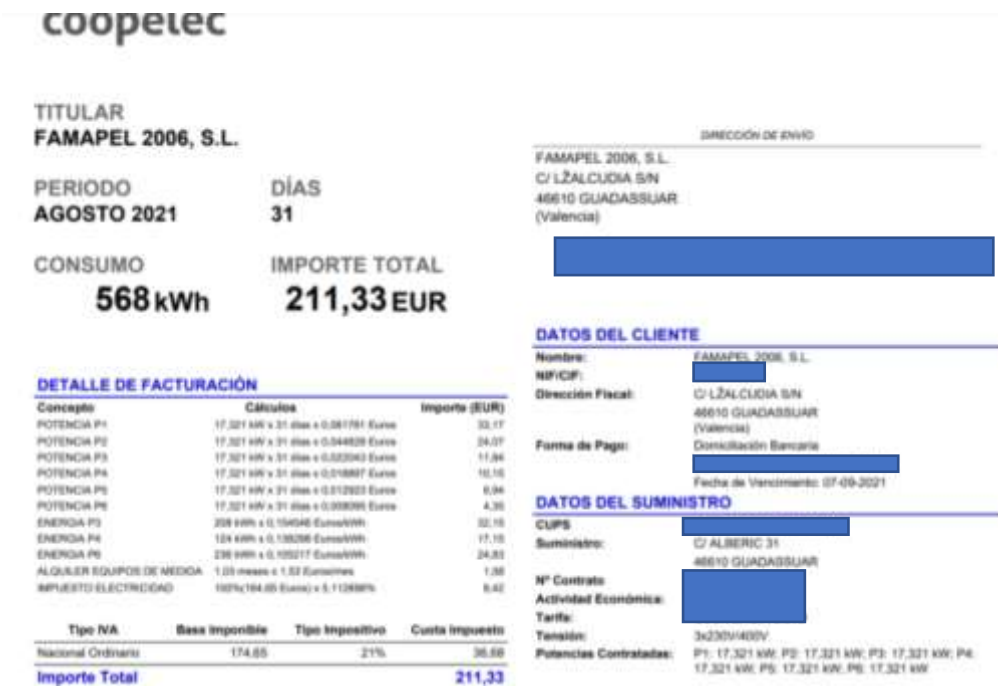


Figura A1. 10 Factura agosto 2021

En la figura A1.10 referida a la factura del mes de agosto se ve el consumo más reducido de todo el año, esto se debe a que, aunque el ERTE ya había finalizado, la nave permaneció una quincena de mes cerrada por las vacaciones de verano de su plantilla.

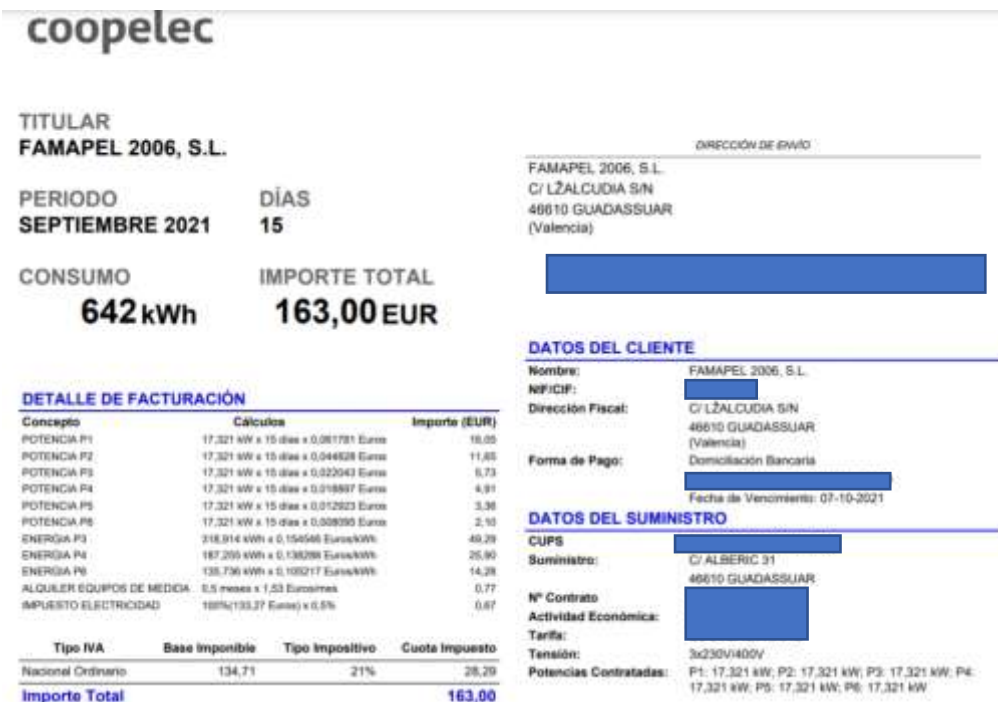


Figura A1. 11 1ª Factura septiembre 2021

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO
SEPTIEMBRE 2021

DÍAS
15

CONSUMO
638 kWh

IMPORTE TOTAL
224,64 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO
FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DATOS DEL CLIENTE
Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: Demóstración Bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-10-2021

DATOS DEL SUMINISTRO
CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17,321 kW; P2: 17,321 kW; P3: 17,321 kW; P4: 17,321 kW; P5: 17,321 kW; P6: 17,321 kW

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculos	Importe (EUR)
POTENCIA P1	17,321 kW x 15 días x 0,038219 Euros	9,89
POTENCIA P2	17,321 kW x 15 días x 0,038219 Euros	9,89
POTENCIA P3	17,321 kW x 15 días x 0,013477 Euros	3,30
POTENCIA P4	17,321 kW x 15 días x 0,013477 Euros	2,80
POTENCIA P5	17,321 kW x 15 días x 0,044357 Euros	1,13
POTENCIA P6	17,321 kW x 15 días x 0,044357 Euros	1,08
ENERGIA P1	282,072 kWh x 0,25752 Euros/kWh	72,30
ENERGIA P2	211,734 kWh x 0,25752 Euros/kWh	54,29
ENERGIA P3	143,317 kWh x 0,210370 Euros/kWh	30,07
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	0,8 meses x 1,32 Euros/mes	0,77
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100% (183,30 Euros) x 0,5%	0,92

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	185,65	21%	38,99
Importe Total			224,64

Figura A1. 12 2ª Factura septiembre 2021

El mes de septiembre de 2021 presenta dos facturas reflejadas en las figuras A1.11 y A1.12 debido a que la compañía de suministros la ofrece de esta manera para poder contabilizar de manera anual el consumo, y como la primera de las tarifas que se contrató para la nave industrial en la que se realiza el estudio se efectuó en la segunda quincena de septiembre del año 2020 es así como se muestra.

coopelec

TITULAR
FAMAPEL 2006, S.L.

PERIODO
OCTUBRE 2021

DÍAS
31

CONSUMO
1.188 kWh

IMPORTE TOTAL
477,56 EUR

DIRECCIÓN DE ENVÍO
FAMAPEL 2006, S.L.
C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)

DATOS DEL CLIENTE
Nombre: FAMAPEL 2006, S.L.
NIF/CIF: [REDACTED]
Dirección Fiscal: C/ L'ZALCUDIA S/N
46610 GUADASSUAR
(Valencia)
Forma de Pago: Demóstración Bancaria
Fecha de Vencimiento: 07-11-2021

DATOS DEL SUMINISTRO
CUPS: [REDACTED]
Suministro: C/ ALBERIC 31
46610 GUADASSUAR
Nº Contrato: [REDACTED]
Actividad Económica: [REDACTED]
Tarifa: [REDACTED]
Tensión: 3x230V/400V
Potencias Contratadas: P1: 17,321 kW; P2: 17,321 kW; P3: 17,321 kW; P4: 17,321 kW; P5: 17,321 kW; P6: 17,321 kW

DETALLE DE FACTURACIÓN

Concepto	Cálculos	Importe (EUR)
POTENCIA P1	17,321 kW x 31 días x 0,038219 Euros	20,52
POTENCIA P2	17,321 kW x 31 días x 0,038219 Euros	17,74
POTENCIA P3	17,321 kW x 31 días x 0,013477 Euros	7,24
POTENCIA P4	17,321 kW x 31 días x 0,013477 Euros	5,35
POTENCIA P5	17,321 kW x 31 días x 0,044357 Euros	2,34
POTENCIA P6	17,321 kW x 31 días x 0,044357 Euros	2,24
ENERGIA P1	476 kWh x 0,259438 Euros/kWh	145,30
ENERGIA P2	234 kWh x 0,272187 Euros/kWh	63,81
ENERGIA P3	378 kWh x 0,262495 Euros/kWh	99,21
ALQUILER EQUIPOS DE MEDIDA	1,33 meses x 1,32 Euros/mes	1,76
IMPUESTO ELECTRICIDAD	100% (391,14 Euros) x 0,5%	1,96

Tipo IVA	Base Imponible	Tipo Impositivo	Cuota Impuesto
Nacional Ordinaria	394,60	21%	82,96
Importe Total			477,56

Figura A1. 13 Factura octubre 2021



Figura A1. 14 Factura noviembre 2021

Por último, en las facturas de los meses de octubre y noviembre de 2021 reflejadas en la figura A1.13 y A1.14 respectivamente, junto a la suma de las facturas para el mes de septiembre se observan unos consumos similares a los meses anteriores al ERTE, cuando la nave industrial se encontraba en condiciones normales de trabajo.

Para mayor comodidad se recoge en la tabla A1.1 los consumos mensuales para un año completo de trabajo.

Mes	KWh/mes
Diciembre 2020	939
Enero 2021	1085
Febrero 2021	1164
Marzo 2021	1181
Abril 2021	667
Mayo 2021	669
Junio 2021	887
Julio 2021	877
Agosto 2021	568
Septiembre 2021	1280
Octubre 2021	1188
Noviembre 2021	1092

Figura A1. 15 Consumos mensuales reales

A1.3 Conclusión

Ante los datos expuesto anteriormente en las facturas y con el objetivo de aproximar los consumos para el diseño a un año real de consumo para la instalación, es decir sin eventos excepcionales como el final de obra o los meses de ERTE debido a la Covid-19, se sustituirán los consumos de los meses en ERTE por el consumo del mes de mayor consumo eléctrico, poniéndose así en la situación más extrema posible y asegurando siempre que el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica garantizará abastecimiento. Se realizan todos los cálculos y consideraciones pertinentes en el resto de los documentos a partir de la suposición recogida en la tabla A1.16.

Mes	KWh/mes
Diciembre 2020	939
Enero 2021	1085
Febrero 2021	1164
Marzo 2021	1181
Abril 2021	1280
Mayo 2021	1280
Junio 2021	1280
Julio 2021	1280
Agosto 2021	568
Septiembre 2021	1280
Octubre 2021	1188
Noviembre 2021	1092

Figura A1. 16. Consumos mensuales según consideraciones

Anexo 2: Estudio de los elementos a considerar y decisión

A2.1 Objetivo.

En el presente documento, como parte del trabajo académico que supone la realización del trabajo de fin de grado, pero siendo este apartado poco recomendable desde el punto de vista de profesionalidad del que queremos dotar a la memoria descriptiva, se tratará de profundizar, investigar y valorar cada una de las alternativas presentes a considerar en el diseño de una instalación fotovoltaica y decidir cuál sería la más adecuada atendiendo a varios factores

A2.2 Alternativas

Se plantearán las alternativas posibles para una serie de consideraciones generales sobre las características de la instalación fotovoltaica y elementos necesarios en esta, exponiendo de manera general las ventajas y desventajas de cada una, para elegir en el siguiente apartado cuáles serán convenientes para la instalación de estudio.

A2.2.1 Tensión de la instalación.

En primer lugar, en el momento de plantear el diseño de una instalación fotovoltaica se debe pensar en la tensión que esté más acorde a las necesidades de diseño.

De manera general se establece una tensión de 12 Voltios para instalaciones con consumos muy pequeños, como viviendas con pocos electrodomésticos o que no se utilizan de manera simultánea.

La segunda opción sería una tensión de 24 Voltios en instalaciones de consumos medianos, como viviendas con consumos elevados en las que se empleen electrodomésticos de gran potencia a la vez, o pequeñas empresas de producción en que la maquinaria pesada no está activada de manera simultánea.

Por último, la opción más elevada sería de 48 Voltios en Empresas de producción en que la maquinaria pesada se encuentra en continuo funcionamiento y de manera simultánea.

Se descartan directamente opciones con tensiones mayores empleadas en fábricas de producción en línea o macro fábricas por quedarse muy alejadas de la instalación a plantear.

A2.2.2 Paneles solares

Es la duda más habitual que surge cuando se empieza a plantear una instalación fotovoltaica en el que el elemento más visual y conocido es, en efecto, los módulos fotovoltaicos o paneles solares.

El silicio es el elemento más habitual para la fabricación de módulos fotovoltaicos por estar de manera muy presente en la naturaleza y presentar una gran durabilidad y resistencia, por lo general a mayor pureza del silicio, mayor alineación de sus moléculas y mayor capacidad de convertir la luz en electricidad, por tanto, mejor rendimiento presentan los paneles solares. Según la tecnología o pureza de este elemento podemos plantear tres modelos:

- Paneles monocristalinos. Sus células están formadas por un único cristal de silicio, es decir que se ha controlado su crecimiento para que el cristal se creara solo en una dirección. Por este motivo son los paneles de mayor pureza y por tanto de mayor eficiencia energética.

También es importante recalcar que, aunque presentan un precio más elevado debido a su pureza son equipos que pueden durar en funcionamiento hasta 5 décadas y su mayor capacidad de absorción del sol los hace eficientes incluso en zonas de nieblas, o con nubes y tormentas

- Paneles policristalinos: En estos paneles el crecimiento del silicio no está controlado, por lo que crece en todas direcciones dándole el aspecto de un gran número de cristales diferentes unidos entre sí.

Por su composición presentan una menor tolerancia a las temperaturas elevadas llevando también a una menor eficiencia de conversión energética

Además, estos paneles tienen costes más baratos de producción, derivando en un precio final más reducido.

- Paneles solares de tecnología amorfa. En estos paneles se ha depositado sobre el soporte de forma estructuralmente desorganizada o amorfa los átomos de silicio. Son los paneles que poseen el espesor más delgado del mercado y debido a esto presentan mayor facilidad de instalación.

Desde el punto de vista energético es el panel que presenta una menor eficiencia, pero su relación eficiencia/ precio lo hace atractivo

para determinadas funciones debido a su bajo coste de producción y por tanto del precio final de compra.

Dejando de lado la tecnología o pureza del silicio se puede observar otros paneles solares que se encuentran actualmente en el mercado.

- Paneles solares térmicos: Son mucho más sencillos que los fotovoltaicos y su principal característica es que almacenan la energía proveniente del sol para calentamiento de agua.

En este caso no tendría sentido plantearlos para esta instalación, ya que se busca la creación de electricidad. Aunque en algunas industrias se plantea usarlos para calentar el agua hasta convertirla en vapor que mueve turbinas encargadas de producir electricidad, eso supondría un coste mucho más elevado de inversión y se aplica a industrias con mayores infraestructuras y características diferentes a la instalación que se plantea.

- Paneles híbridos. Son paneles que combinan la tecnología de los paneles fotovoltaicos con los paneles térmicos.

Este tipo de tecnología se plantea para viviendas en las que el uso de la electricidad y el agua caliente esté a la par. Aunque son sencillos de instalar y beneficiosos a largo plazo no tiene sentido plantear esta tecnología en la instalación de estudio por el poco consumo de agua caliente que es necesario.

A2.2.3 Soportes paneles solares.

En este apartado se plantean las alternativas de los soportes sobre los que van montados los paneles solares y que se pueden encontrar en el mercado.

Dichos soportes son el elemento más importante desde el punto de vista estructural, ya que si estos fallan y se dañan los elementos que sostienen la instalación fallara completamente. Deben asumir, por tanto, ciertos aspectos desde el punto de vista funcional y estructural, como poseer diseños rígidos, firmes y duraderos. Dentro de este apartado se separará en varios subapartados con alternativas diferentes a plantear en cuanto a los soportes.

A2.2.3.1 Estructura del soporte según su movilidad.

- Estructuras rígidas o fijas: Este tipo de estructuras dotan a los módulos fotovoltaicos de un ángulo fijo marcado por dicha

estructura y que busca maximizar la eficiencia de la instalación orientándolos hacia el lugar y la inclinación más favorable para aprovechar al máximo los rayos del sol.

Estos soportes presentan bajo precio y requieren poco mantenimiento, además la instalación de este resulta sencilla y se presenta como un elemento muy seguro.

- Estructuras variables o móviles. Empleadas en instalaciones donde la potencia necesaria es ajustada y se necesita extraer el máximo rendimiento de los paneles durante todos los meses del año estas estructuras presentan una inclinación de los módulos fotovoltaicos variables que mueven los paneles de forma que varíe su ángulo de incidencia de la luz solar.

Estas estructuras realizan movimiento en uno o dos de sus dos ejes. Dicho movimiento puede realizarse de forma automática, lo que supondría un gasto económico y eléctrico del mismo más elevado, o de forma manual ajustando los módulos a la inclinación que se requiera.

Estas estructuras presentan una mayor dificultad tanto en su instalación como en su mantenimiento.

A2.2.3.2 *Estructura del soporte según a cubierta en la que se apoye.*

- Cubiertas y tejados planos: El soporte más utilizado en este tipo de cubierta el triángulo inclinado, este tipo de soporte de estructura fija coloca los módulos solares de manera horizontal a dicha estructura que presenta una cierta inclinación respecto al plano del lugar en el que está colocado para buscar el mejor ángulo de incidencia solar. Esta inclinación de los soportes puede ser personalizada o con los ángulos más típicos en el mercado, y su rentabilidad aumenta a medida que crece el número de placas solares que se van a apoyar en estos.

Dentro de este tipo de cubierta también aparecen los soportes horizontales, en lo que se apoya directamente el panel de manera paralela a la cubierta sobre los soportes. Este tipo de soporte es el más barato y fácil en su montaje, pero también el menos eficiente, ya que los paneles solares reciben luz solar durante menos horas al día i además de manera menos directa.

- Cubiertas y tejados inclinados: El tipo de soporte más utilizado en este caso es de estructura fija coplanaria, con la misma mecánica que los soportes horizontales en las cubiertas planas, estos soportes mantienen los módulos solares paralelos a la cubierta con la diferencia de que esta presenta una inclinación que será la que tendrán los paneles apoyados en ellos. Son los soportes más económicos, presentan mayor sencillez en la instalación y mantenimiento y desde el punto de vista visual quedan más estéticos al quedar paralelos a la cubierta. El mayor inconveniente de estos paneles es que la eficiencia quedará marcada por la inclinación de la cubierta.

Dentro de este tipo de cubierta también se pueden colocar los soportes sobreelevados, similares a los soportes de triangulo inclinado para cubiertas horizontales. En el diseño de este tipo de soportes se deberá tener en cuenta la inclinación propia de la cubierta.

A2.2.3.3 *Material de soporte.*

- Aluminio: Es un material de fácil mecanización al que se le puede dar gran variedad de formas. Presenta una gran resistencia y un reducido peso. Si es aluminio anodizado presentará gran resistencia a los efectos climatológicos y a la corrosión.
- Acero inoxidable: Es un poco más caro que las otras alternativas, pero presenta una mayor resistencia a la corrosión, lo cual los convierte en la mejor opción para lugares costeros. Se debe tener en cuenta que si el marco de los módulos solares es de aluminio se produciría una corrosión galvánica elevada entre estos, por lo que es necesario un aislante que impida el contacto directo de los dos materiales.
- Hierro: Se pueden encontrar muchos modelos normalizados con longitudes y espesores variables. Deben estar galvanizados para estar protegidos frente a la corrosión cosa que hace que, aunque sean soportes económicos y fácilmente maleables estén cada vez más en desuso.
- Hormigón: A diferencia de las alternativas anteriores presenta una maleabilidad mucho menos elevada. Existe gran

cantidad de modelos normalizados con diferentes inclinaciones de soporte de los paneles. Su ventaja principal es que por su propio peso no tienen la necesidad de clavarlas, ya que actúan como lastre de ellas mismas e impiden el efecto vela.

A2.2.4 Tipo de instalación según conexión.

- Aislada de la red. En esta opción se plantearía la instalación como de autoconsumo, la instalación debería generar suficiente energía durante las horas solares como para poder abastecer el consumo de la nave no solo durante las horas de noche en que no se produce energía fotovoltaica, sino también la suficiente para poder mantener unos días de autonomía en el caso de que por motivos climáticos haya días de producción reducida de energía. En este tomaría principal importancia el uso de baterías y de reguladores de carga.

- Conectada a la red. En esta opción se priorizaría el uso de la corriente producida por las placas solares sobre la que se podría extraer de la conexión a la red eléctrica.

De esta manera mientras las placas solares produjeran energía suficiente (durante las horas de luz solar) sería esta energía la que mantendría la nave en funcionamiento, mientras que cuando la energía producida por las placas no fuera suficiente, (como en las horas de salida y puesta del sol, por la noche o días en que el clima no lo permite) se extraería la electricidad necesaria para abastecer a la nave industrial de la red eléctrica.

Dentro de esta opción no sería necesario el uso de baterías y se puede plantear que hacer con la producción excedente en los momentos que se produce más energía que la que se está consumiendo.

- Híbrida. Aunque por definición esta opción se podría situar dentro de la alternativa anterior por ser una instalación que está conectada a la red eléctrica, se enfoca la instalación de manera diferente.

Durante las horas del día con excedente de energía se irían recargando unas baterías presentes en la instalación, esa energía que se ha almacenado se usaría durante los momentos o días en que la energía del consumo fuera mayor que la de producción hasta quedar vacías, momento en que se pasaría a aprovechar la conexión de la red para extraer la energía necesaria y así mantener el correcto funcionamiento de la nave. Esta opción se presenta más segura y rentable por

aprovechar la energía producida al máximo, pero asegurar también que siempre habrá electricidad suficiente en la nave.

A2.2.5 Baterías.

Son los elementos encargados de almacenar la energía proveniente de los paneles solares para suministrarla en aquellos momentos en que el consumo de eléctrico es mayor que la producción de este.

En vista del apartado anterior, este elemento solo se encontrará presente en el caso de que se plantee una instalación aislada a la red, o una instalación híbrida.

En el mercado podemos encontrar diversos tipos con características diferentes:

- **Batería monoblock:** Destacan en el mercado por ser las baterías más sencillas y baratas. Son utilizadas habitualmente en pequeñas instalaciones fotovoltaicas, preferiblemente aislada de la red y que su duración es muy reducida, se estima que si se utilizan de e manera diaria durarían entre 1 y 2 años.

Entre sus inconvenientes está que no se puede colocar en lugares cerrados o sin ventilación debido a la evaporación de gases que produce. Además, necesita un mantenimiento anual a nivel de sus electrolitos.

- **Batería de ciclo profundo:** Son similares a las anteriores a diferencia de su tamaño y duración. Están pensadas para usarse de manera diaria durante 6 o 7 años de vida, siendo idóneas para instalaciones con consumos medios en los que la duración de la batería tiene gran importancia.

Una de sus ventajas principales es que posee la capacidad de realizar descargas completas sin reducir su vida útil. Característica muy poco habitual en el resto de los tipos de baterías

- **Batería AGM.** Son las baterías más seguras, ya que su estructura, diseño y ensamblaje le otorga resistencia frente a los golpes y colisiones. Presenta unas válvulas de regulación de gases, lo cual evita que se tenga que realizar mantenimiento a nivel de electrolitos y que se puedan colocar en todo tipo de lugares.

Se emplean en instalaciones fotovoltaicas pequeñas y se utilizan en situaciones en que se requiere corrientes muy elevadas en plazos de tiempo cortos.

Entre sus principales ventajas destaca su velocidad frente a las baterías monoblock, su capacidad para soportar motores de arranque sin dañarse, su larga vida útil, su rapidez en los tiempos de carga y su mayor potencia al tener mayor velocidad en los ciclos de carga-descarga.

- Baterías estacionarias. Capaces de almacenar grandes cantidades de energía se presentan en el mercado con diferentes capacidades.

Se emplean en instalaciones con todo tipo de cantidades de consumo en las que este se realiza de manera diaria y durante largos periodos de tiempo. Su vida útil es muy elevada pudiendo alcanzar incluso los 20 años y su mantenimiento cada 2 o 3 años consiste en revisar el nivel de agua destilada para asegurar que el electrolito se encuentre sumergido.

- Baterías de litio. Presentan el proceso de carga más rápido que todas las anteriores. Su característica principal es que permite la descarga del 100% de su capacidad sin afectar demasiado su vida útil además de permitir múltiples procesos de descarga si esta es inferior a la capacidad máxima.

Otras ventajas de este tipo de baterías es su poco peso y su tamaño reducido, además de su emisión nula de gases, que permite que se coloque en cualquier espacio. Por otro lado, su desventaja principal es el coste elevado de este tipo de baterías.

- Baterías de electrolito gelificado o de gel. Se emplean mayormente en instalaciones de medianos y grandes consumos donde el mantenimiento sea difícil de realizar y que se encuentren en funcionamiento durante largos periodos de tiempo.

Presentan una vida útil media de unos 7 años y tienen un precio elevado debido a su diseño, que le dota de una gran resistencia a la corrosión y de un comportamiento cíclico de alta calidad

A2.2.6 Inversores:

Son los componentes de la instalación que permiten convertir la energía obtenida por las placas solares y que se encuentra en corriente alterna a corriente continua, para poder ser aprovechada por los elementos de la nave industrial, así como maquinaria, luminaria, etc.

Además de ser un elemento que optimiza la producción fotovoltaica por ser capaz de controlar la energía máxima que se está transformando, es un elemento de seguridad que protege el sistema ante cortocircuitos, averías o caídas de la red.

Dentro de este apartado vuelve a tener importancia el tipo de instalación comentado en el apartado d)

- Instalaciones aisladas a la red: Los denominados inversores cargadores usados en este tipo de instalaciones tienen como función principal la conversión de energía, pero también presentan otras funciones para cargar y controlar la carga de las baterías, y proporcionar seguridad al sistema. Incluyen también un sistema de seguridad que corta el consumo si la tensión de descarga de la batería es muy baja para evitar sobredescargas que puedan dañarlas.

- Instalaciones conectadas a la red: Los inversores tienen la función principal de mantener la tensión de la energía producida por las placas solares por encima de tensión de la red para asegurar que se priorice la energía producida por la instalación fotovoltaica. Encontramos varios tipos:
 - Inversores String o de cadena: Son los más económicos, estudiados y utilizados del mercado.

En instalaciones con paneles solares colocados en línea estos inversores se sitúan en cada una de las líneas de placas limitando esa línea a la potencia mínima de cada placa de la línea; Debido a esa limitación son utilizados en instalaciones con paneles situados en lugares sin sombras, ya que, si una sombra afectara a uno de los paneles reduciendo su eficiencia, por ejemplo, en un 30%, toda la potencia de la línea quedaría reducida de igual manera.

Cabe destacar en cuanto a desventajas que presentan potencia máxima, por lo que si en el futuro se quieren instalar más paneles en una misma línea se deberá cambiar de inversor a uno de mayor potencia. Además, por lo general no poseen monitorización individual en cada panel, así que si el

conjunto disminuye su rendimiento no se sabrá cual panel es el causante de manera exacta.

- Microinversores: Llamados así por su tamaño reducido, se colocan de manera individual en cada uno de los paneles solares convirtiendo la corriente de manera individual y optimizando cada uno de los paneles por separado.

Esta opción, además de poseer un sistema de monitorización de la instalación, permite la ampliación de más paneles solares en el futuro y posee una instalación sencilla.

Por otro lado debido a su pequeño tamaño posee un rendimiento general menor y un mayor calentamiento.

- Optimizadores de potencia: Es una forma híbrida de las opciones anteriores, compuesto por un inversor externo y el propio optimizador de potencia. El optimizador ajustará la curva de producción de cada panel y será el inversor el que recoja la energía de cada uno de ellos.

Esta opción destaca por ser la más eficiente, minimizando la pérdida de rendimiento total producido por sombras en alguno de los paneles.

- Instalaciones híbridas: Los inversores híbridos incluyen, entre las otras funciones características de los inversores, la función de optimizar la eficiencia y mantener el consumo constante a través de la gestión de la energía proveniente de las tres fuentes disponibles en este tipo de instalación: La producida por las placas, la almacenada en las baterías y la disponible en la red eléctrica.

A2.2.7 Reguladores

Son los elementos más caros de la instalación fotovoltaica. Su objetivo principal es proteger a las baterías evitando sobrecargas o descargas profundas y sobretensiones excesivas, para asegurar así su correcto funcionamiento y alargar su vida útil.

Estos elementos solo estarán presentes en instalaciones aisladas de la red o instalaciones híbridas que presenten baterías.

- Reguladores PWM (Pulse Width Modulation): son reguladores que se adaptan a la tensión de carga de la batería para no dañarlas, es decir, emplean la tensión necesaria para la carga necesaria de la batería independientemente de cuál sea la que producen los módulos y desechando la sobrante.

Actúan de manera similar a como lo haría un interruptor y recibe ese nombre porque en el momento de carga de la batería, cuando esta está cargada casi al 100%, conecta y desconecta la tensión en pequeños pulsos para cargarla de manera reducida y sin dañarla hasta que alcance el verdadero 100% de capacidad

Son utilizados principalmente en pequeñas y medianas instalaciones y poseen una vida útil larga debido a la sencillez de su fabricación y componentes

- Reguladores MPPT (Maximum Power Tracking). Como su nombre indica el regulador mantendrá la potencia siempre en su punto máximo.

Sabiendo que la potencia es el resultado del producto entre la tensión y la intensidad, este elemento cargará las baterías con la tensión de carga necesaria para no dañarla, y reducirá o aumentará la intensidad en función de la tensión para asegurar que la potencia se mantenga constante. Esto puede traducirse en que los paneles estarán trabajando siempre en su punto óptimo de funcionamiento y no se desechará energía como en el caso anterior.

Posee un precio mucho más elevado que los reguladores PWM, aproximadamente sobre 150 euros más.

A2.3 Toma de decisión

En el apartado anterior se ha podido observar que para cada uno de las características o elementos que debe poseer la instalación fotovoltaica hay una gran cantidad de alternativas que permiten realizar el proyecto de maneras muy diferentes.

En este apartado se tratará de elegir las alternativas más adecuadas para el proyecto a partir de la baremación que según del criterio del alumno corresponde a cada una de las características en función de su importancia.

Se realizará una explicación detallada conjunto a una tabla de decisión para cada alternativa en que aparecerán, para cada una de las opciones propuestas:

- Las características para considerar puntuadas en una escala de 0 a 10.
- Ponderaciones para cada una de las características anteriores según su importancia.
 - Montaje: x1
 - Mantenimiento: x1
 - Precio: x1,5 por su importancia para la parte contratante del proyecto
 - Eficiencia: x2 por ser el factor más importante en el diseño de una instalación.

A2.3.1 Tensión de instalación.

Las alternativas que se encuentran para el voltaje son establecer la tensión de la instalación en 12V, 24V o 48 V.

Montaje y mantenimiento: existen apenas diferencias según la tensión que se establezca, siendo la única diferencia los elementos conectores a utilizar. De la misma manera el mantenimiento asociado a las diferentes tensiones es similar independientemente de cuál sea.

Se les otorgará por tanto un 5 de puntuación a todas las opciones.

Precio: Relacionado directamente con el factor anterior, los elementos que serán necesarios para el montaje de la instalación (como baterías, inversores, etc.) aumentarán en precio de forma directamente proporcional a como aumenta la tensión, ya que tendrán que ser elementos más potentes para soportar dicha tensión.

En función de esto se les otorgará una puntuación de 8 a 12V por ser la opción más barata, y de forma creciente, un 5 a la opción de 24V y un 2 a la opción de 48 V por ser la opción más cara.

Eficiencia: Este factor solo podrá variar en función de la resistencia que sufre la corriente al pasar por los conectores.

Si los conectores fueran de las mismas características en las tres opciones, las pérdidas decrecerían de manera inversamente proporcional a como lo hace la tensión que atraviesan los conectores.

Teniendo en cuenta esta reducción de efectividad producida al aumentar las pérdidas por ser menor la tensión se puntuará la opción de 12V con un 2, y de forma creciente la opción de 24V con un 5 y la de 48V con un 8.

Tensión				
Ponderación	1	1.5	2	
Opciones	Montaje y Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
12 V	5	8	2	21
24V	5	5	5	22.5
48V	5	2	8	24

Figura A2. 1. Tabla de toma de decisión tensión

En función de las puntuaciones expuestas en la tabla A2.1 se decide realizar la instalación con una tensión de 48V.

A2.3.2 Paneles solares.

Las alternativas encontradas son paneles solares monocristalinos, policristalinos, amorfos; quedando descartados los paneles solares térmicos e híbridos en el apartado de presentación de alternativas.

Montaje: No existirá diferencia de montaje entre los diferentes tipos de paneles sea cual sea la tecnología de silicio que se utilice, ya que estarán situados de igual manera sobre las estructuras de soporte.

Se les otorgará por tanto un 5 de puntuación a todas las alternativas.

Mantenimiento: Se recomienda hacer el mantenimiento de los paneles 3 o 4 veces al año para que no disminuya la efectividad, ya que las pérdidas por suciedad podrían llegar a alcanzar un 8% en lugares con mucho polvo. Este mantenimiento se puede realizar limpiando los paneles con esponjas, agua y una pequeña cantidad de jabón. Evitando detergentes o superficies que puedan dañar el panel.

No existe tampoco diferencia en el mantenimiento de los paneles solares sea cual sea su tecnología por lo que se les otorgará un 5 de puntuación a todas las alternativas.

Precio: Observando diferentes catálogos de precios se puede observar que los paneles amorfos destacan por ser los más económicos con precios muy inferiores al resto de tecnologías.

Por otro lado, los paneles de tecnología monocristalina presentan un precio un poco más elevado que los de tecnología policristalina para los mismos rangos de potencia, tal como se puede apreciar en la siguiente tabla comparativa.

Tipo panel	Potencia	Precio
Monocristalinos	50 - 100 W	50 - 100 €
	100 - 200 W	100 - 100 €
	200 - 450 W	200 - 400 €
Policristalino	50 - 100 W	40 - 80 €
	100 - 200 W	130 - 175 €
	200 - 450 W	175 - 375 €

Figura A2. 2. Tabla comparativa de precio según tecnología y potencia (selectra.es)

En función de la tabla se le otorgará a la opción de paneles de tecnología amorfa un 10 por ser la opción más barata con diferencia, y en orden decreciente, un 6 a la opción de tecnología policristalina por ser económica, aunque menos que la opción anterior y un 4 a la opción de tecnología monocristalina por ser aún más cara que la opción anterior pero no con tanta diferencia de precio entre estas.

Eficiencia: La efectividad de los paneles solares esta estrictamente relacionada con la tecnología empleada en su creación ya que es el silicio el encargado directamente de convertir la energía solar que recibe en energía eléctrica.

Se pueden encontrar tablas comparativas en función de estudios realizados en que se comparan la eficiencia que se podrá esperar de un panel según su tipo de tecnología.

Tipo panel	Rendimiento
Monocristalinos	18 - 23 %
Policristalinos	14 - 17 %
Amorfos	8 - 12 %

Figura A2. 3. Tabla Comparativa de eficiencia según tecnología (selectra.es)

Además, en un estudio realizado por tres grupos diferentes en la universidad de Santiago de Cali en 2017 se proporciona una visión de como se ve afectada la eficiencia en función de la temperatura para cada una de las tecnologías estudiadas.

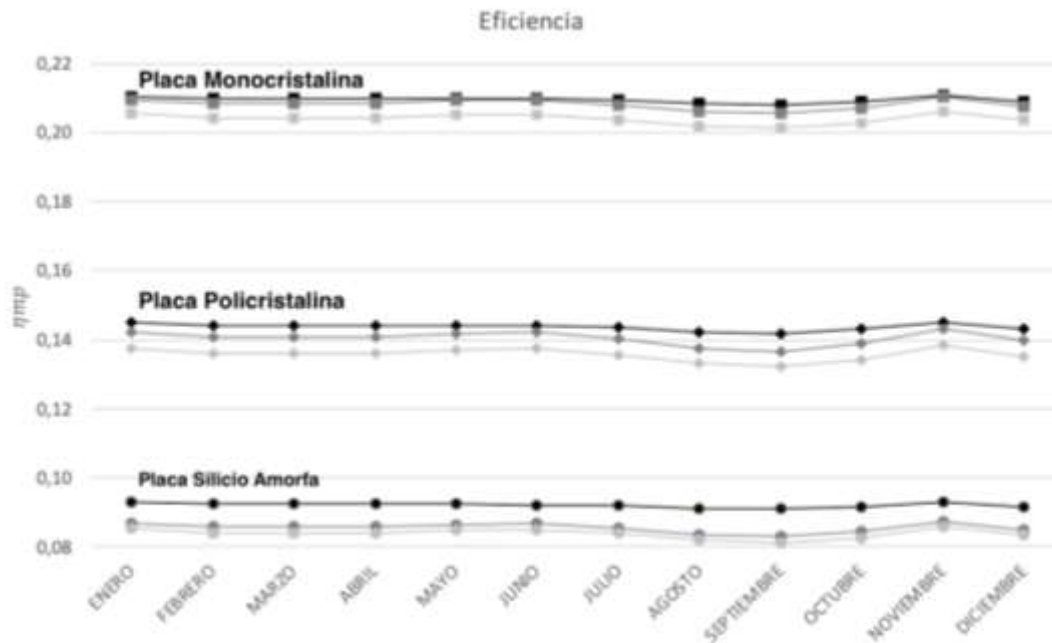


Figura A2. 4 Comparativa eficiencia según tecnología y temperatura durante un año completo (selectra.es)

A partir de las tablas A2.2 y A2.3 se puede afirmar que, el rendimiento y la potencia obtenida, y por tanto la eficiencia es mucho mayor para la tecnología monocristalina que para la policristalina, siendo esta a su vez mucho mayor que para la tecnología amorfa. Esta afirmación se confirma en la figura A2.1 viendo la eficiencia para cada tecnología.

Además, se puede observar también en la figura A2.1 que, en los meses más calurosos del año y al alcanzar los paneles más temperatura, disminuyen la eficiencia respecto a los otros meses. Siendo la más notable disminución, aunque no muy significativa, la de los paneles de tecnología amorfa y reduciéndose para los paneles policristalinos y monocristalinos.

En función de estos datos, se puntuará la tecnología monocristalina con un 10 por presentar la mayor efectividad posible, y un 6 a la tecnología policristalina por encontrarse en un punto medio de efectividad respecto a la anterior y a la tecnología amorfa, la cual ponderaremos con un 2 por presentar una efectividad tan reducida.

Ponderación	Paneles solares				
	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Tecnología amorfa	5	5	10	2	29
Paneles policristalinos	5	5	6	6	31
Paneles monocristalinos	5	5	4	10	36

Figura A2. 5. Tabla de toma de decisión paneles solares

A partir de la puntuación obtenida en la tabla anterior se toma la decisión de diseñar la instalación con paneles monocristalinos.

A2.3.3 Soporte paneles solares:

A2.3.3.1 Estructura de soporte según su movilidad.

Las alternativas disponibles son situar los paneles fotovoltaicos en estructuras rígidas o en estructuras variables.

Montaje: Desde el punto de vista del montaje, independientemente de la cubierta en la que esté situado y que se analizará en el siguiente apartado, será mucho más difícil el montaje de estructuras variables por el nivel de complejidad que presenta su diseño, en el que se tendrá que asegurar una correcta instalación y además que se encuentren en la inclinación deseada dentro de las posibilidades que ofrece la estructura.

En el lado opuesto las estructuras rígidas presentan un montaje mucho más simple que consistirá únicamente en el anclaje de estructuras modulares con una inclinación ya definida de diseño.

Se le otorgará por tanto una puntuación de 8 en la tabla de decisión a la opción de estructuras rígidas por su simplicidad, pero su necesidad de estar perfectamente anclado y una puntuación de 4 por su dificultad de montaje a la opción de estructuras móviles.

Mantenimiento: La opción de estructuras rígidas presenta un mantenimiento prácticamente nulo, ya que la suciedad en los materiales no afecta en nada al rendimiento de la instalación y estará diseñada con materiales resistentes a las adversidades climatológicas.

Por otro lado, el mantenimiento de las estructuras móviles o variables sí que presentaran una dificultad añadida en dos direcciones. La primera es que se deberá asegurar que la suciedad no dañe las piezas móviles que podrían afectar a la funcionalidad del diseño de la estructura, y la segunda es que dos veces al año será imprescindible que se realice el cambio de inclinación de las estructuras.

En función de esto se le dotará a la opción de estructura rígida una puntuación de 10 en la tabla de decisión por ser totalmente innecesario su mantenimiento, y un 2 a las estructuras móviles por las dos necesidades que presenta.

Precio: Desde este enfoque vuelve a salir beneficiada la estructura rígida por sobre la estructura móvil, esta primera presenta una gran variedad de modelos normalizados y económicos para las inclinaciones más utilizadas, mientras que, para la segunda opción, aunque con algunos modelos también normalizados para diferentes inclinaciones, presentan un coste añadido por la complejidad de la estructura y una mayor dificultad para encontrar la que más conviene a la instalación.

A partir de esto se puntuará la opción de estructura rígida con un 8 en la tabla de decisión y la opción de estructura móvil con un 4.

Eficiencia: Es en este factor donde coge principal importancia la opción de estructura variable frente a la opción de estructura rígida, ya que esta opción conseguirá el máximo aprovechamiento de los módulos fotovoltaicos para gran parte de los meses del año a través de ese cambio de inclinación en las placas, mientras que en las estructuras rígidas habrá ciertos meses del año en que se aprovechará más el rendimiento de los módulos fotovoltaicos que en otros.

Para medir que opción es más eficiente, en el caso de emplazamiento de la estructura, se realizan una serie de cálculos en el anexo 3. En este anexo se concluye que la eficiencia si es mayor en el caso de las estructuras variables con una doble inclinación pero que la diferencia es muy reducida.

Por tanto, se puntuará la opción de estructuras móviles con un 8 y las estructuras fijas con un 4.

	Estructura de soporte según movilidad				
Ponderación	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Estructuras móviles	4	2	4	8	28
Estructuras rígidas	8	10	8	4	38

Figura A2. 6. Tabla de toma de decisión estructura según movilidad

A partir de la puntuación obtenida en la tabla de decisión anterior decidimos diseñar la instalación con estructuras rígidas

A2.3.3.2 Estructura de soporte según la cubierta en la que se apoye.

Aunque a primera vista se podría pensar que la elección es clara por tratarse de una cubierta inclinada con un 10% de pendiente se planteara el usar esa cubierta como una superficie plana a partir de la adición de una plataforma que salve dicha inclinación. Esta opción se analizará desde los mismos factores que las opciones anteriores y una vez escogida la opción adecuada se planteará la decisión de que soporte es más adecuado.

A) Tipo de cubierta:

Montaje: La cubierta inclinada no presenta ningún tipo de montaje ya que es la que viene definida por la nave a estudiar, por otro lado, si se plantea la adición de una plataforma para convertir dicha cubierta inclinada en una cubierta plana, se tendrá que realizar un estudio sobre las fuerzas que crearan dicha adición sobre la superficie inmediatamente superior, sobre los materiales que pueden ser utilizados y la forma en que debe ser anclada entre otras muchas variables. Además, será necesario mano de obra para la instalación y que el trabajo se realice de manera perfecta pese a su complejidad ya que será la base sobre la que se apoye todo el proyecto.

Por dicha complejidad en el montaje de una plataforma se le puntuará con un 4 a esta alternativa dentro de la tabla de decisión y con un 10 a la alternativa de cubierta inclinada, que es la que viene por defecto.

Mantenimiento. La cubierta inclinada no presentará ningún tipo de mantenimiento, por lo que se puntuará con un 10 en la tabla de decisión.

Por otro lado, la cubierta plana es posible que necesite algún tipo de mantenimiento en cuanto a la evacuación de agua en caso de grandes lluvias, que podrían suponer una carga excesiva para la cubierta por no estar diseñada para aguantar tales cantidades que deberían fluir hacia abajo si siguiera siendo una cubierta inclinada. Además, se debería tener en cuenta que el mantenimiento de los elementos situados sobre la superficie plana diseñada añadirá un coste a esta por tener que poseer la capacidad de aguantar a las personas que lo deban realizar. Se puntuará por tanto a esta alternativa con un 4 dentro de la tabla de decisión.

Precio: La estructura inclinada no presentará un coste añadido, ya que es la que viene por defecto en la nave industrial sobre la que se realiza el estudio.

Por otro lado, la adición de una plataforma para convertir la cubierta inclinada en una superficie inclinada supondrá un coste muchísimo más elevado por la necesidad de un estudio previo, los materiales, el montaje y la mano de obra que sería necesario.

Al igual que en factores anteriores se puntuará en la tabla de decisión la alternativa de cubierta inclinada con un 10 por su coste añadido nulo, y la opción de cubierta plana con un 4 por todo el coste extra que le supondría a la instalación fotovoltaica.

Eficiencia: Es debido a este factor que se plantea el uso de la plataforma plana.

En España la orientación de los paneles en la que se obtiene un mayor rendimiento energético es situado hacia el sur. Como se puede observar en el plano de emplazamiento de más a continuación, la estructura no se encuentra con la cubierta orientadas hacia el sur, si no que la mitad de la cubierta se encuentra hacia el sureste y la otra mitad hacia el noroeste. Por tanto, desde el punto de vista de la eficiencia será mucho más eficiente una superficie plana en que los paneles se pueden orientar hacia el sur y la irradiación es recibida de forma perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico que una cubierta inclinada en que los paneles se deben orientar según lo esté dicha cubierta.

A pesar de que la orientación no sería la óptima, situar los paneles en la mitad de la cubierta orientada al suroeste con un grado respecto a este menor del 45% producirá únicamente unas pérdidas de entre un 1 y un 4 por ciento respecto a producción obtenida si se orientan directamente hacia el sur.

Observando ahora la eficiencia desde el punto de vista no de la orientación, si no de la inclinación de los paneles, en una superficie plana la inclinación podría ser de los grados exactos que se requieran para obtener la máxima energía de los paneles, mientras que en el caso de cubierta inclinada la inclinación vendrá marcada por la inclinación de esta.

Debido a todo lo mencionado anteriormente, se puntuará en la tabla de decisión a la alternativa de cubierta plana con un 10 y la opción de cubierta inclinada con un 4 por limitarte tanto en cuanto a la inclinación.

Ponderación	Tipo de cubierta				
	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Cubierta inclinada	10	10	10	4	43
Superficie plana	4	4	4	10	34

Figura A2. 7. Tabla de toma de decisión inclinación cubierta

Según la tabla de decisión se realizará el diseño de instalación en la superficie de la cubierta inclinada

- B) Tipo de soporte: Las alternativas presentes son dentro de las estructuras rígidas la de soportes coplanarios o soportes sobreelevados.

Montaje: El montaje del soporte coplanario será más sencillo que el de los soportes sobreelevados. En el anclaje de los primeros mencionados las fuerzas que aparecen tratando de tirar de los soportes hacia abajo serán más reducidas por ser el elemento que se está colocando paralelo a la cubierta, mientras que en los soportes sobreelevados por la geometría del diseño que estos presentan aparecerán fuerzas más grandes en el sentido paralelo de la cubierta que tratarán de tirarlos.

Debido a esta diferencia de fuerzas en el montaje se puntuará en la tabla de decisión a los soportes coplanarios con un 8 y a los soportes sobreelevados con un 4.

Mantenimiento: El mantenimiento de los soportes será igual independientemente de cuál sea el soporte, ya que al tratarse de estructuras rígidas el mantenimiento de los soportes solo consistirá en la limpieza de este. Se puntuará ambas alternativas dentro de la tabla de decisión con un 5.

Precio: La diferencia entre las alternativas propuestas sí que será acusada en este factor, ya que la inversión que se tendrá que realizar para colocar soportes sobreelevados es mucho mayor que la necesaria para colocar soportes coplanarios, esto se debe al coste de los materiales, ya que los soportes sobreelevados necesitan mucho más material para el diseño de la geometría de la estructura. Además, si se busca extraer el máximo rendimiento posible de los paneles aprovechando la inclinación de las placas se deberá realizar un estudio y diseño personalizado de la estructura de soporte de los paneles, que por salirse de los modelos normalizados hará que el precio sea aún mayor.

Por lo anteriormente mencionado se puntuará con un 8 en la tabla de decisión la opción de soportes coplanarios y con un 4 la opción de soportes sobreelevados.

Eficiencia. En condiciones en que los paneles solares estuvieran situados de forma perpendicular a como índice la irradiación proveniente del sol, la opción de paneles sobreelevados sería mucho más eficiente que la opción con soportes coplanarios, ya que estos se podrían situar con la inclinación más adecuada para extraer la máxima energía proveniente del sol y que se ha estudiado en el Anexo 3.

Sin embargo, para nuestro caso específico en que la cubierta de la nave industrial se encuentra orientada hacia el sureste en lugar de hacia el sur que sería lo idóneo, esta eficiencia no está tan marcada entre unos soportes y otros ya que los soportes sobreelevados harán que, aparte de que los paneles que se sitúan sobre ellos creen más sombras unos en otros, se aproveche menos la irradiación del sol en las horas de la tarde.

Debido a esto se puntuará en la tabla de decisión la opción de soportes coplanarios con un 6 y la opción de soportes sobreelevados con un 8 por aún ser un poco más eficientes que en la opción anterior.

Ponderación	Tipo de soporte				
	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
	1	1	1.5	2	
Soporte coplanario	8	5	8	6	37
Soporte sobreelevado	4	5	4	8	31

Figura A2. 8. Tabla de toma de decisión tipo de soporte

A2.3.3.3 Material de soporte.

Entre las alternativas presentes para este factor podemos encontrar materiales como el aluminio, el acero inoxidable, el hierro y el hormigón.

El hormigón posee un peso elevado y debido a que no se va a colocar directamente sobre el suelo, si no sobre una cubierta que debería ser capaz de sostenerlo y para lo que se necesitaría un estudio estructural, quedará descartado directamente, pero será analizado al igual que las otras alternativas para ver si sería una opción viable en otras condiciones.

Montaje. Tanto para el aluminio como para el acero inoxidable o el hierro el montaje se realiza de manera muy similar y consiste en el

anclaje de los soportes sobre la cubierta. El hormigón por otro lado debido a su propio peso no sería necesario anclarlo en superficies planas, pero al tratarse de una cubierta inclinada en que el propio peso haría que los soportes se deslizaran o se movieran hacia abajo se debería anclar de igual manera. También se tendrá en cuenta la corrosión galvánica que se produciría entre el acero inoxidable y los marcos de los paneles solares si estos fueran de aluminio y en que sería necesario colocar un aislante que los separa.

Se puntuaría por tanto a todas las alternativas con la misma puntuación dentro de la tabla de decisión en cuanto a la manera de anclaje. Pero por su facilidad de mecanización o por las características ya mencionadas se ordenarán las puntuaciones de manera directamente proporcional a las propiedades anteriores. Aluminio puntuará con un 8, acero inoxidable con un 7 por la necesidad de aislante, hierro con un 6 por tener menos maleabilidad y hormigón con un 5 por su peso y aún menos maleabilidad.

Mantenimiento. Los soportes presentaran un mantenimiento que será exactamente igual se cual sea el material del que están formados. Se supone que todos contarán con los recubrimientos necesarios para evitar al máximo la corrosión por los efectos climatológicos dentro de sus capacidades. Se puntuarán todos los materiales en la tabla de decisión con un 5.

Precio. Ordenados de mayor a menor presentan un precio más elevado las estructuras de hormigón por la necesidad de personalización, ya que, aunque hay modelos normalizados se deberían adaptar a la inclinación de la cubierta, tamaño de las placas etc.

En segundo lugar, aparecen las estructuras de acero inoxidable debido al procesos de formación que da una resistencia a la corrosión mayor que en cualquier otra alternativa.

En tercer lugar y con precios muy similares a acero inoxidable y que a veces presenta un precio mayor se encuentra el hierro que, aunque cada vez más en desuso si presenta modelos normalizados para el caso de soportes coplanarios.

El cuarto lugar y siendo la opción más barata encontraríamos el aluminio.

Se puntuará dentro de la tabla de decisión cada alternativa de manera inversamente proporcional al precio que presenta. Siendo la opción más barata la del aluminio puntuándola con un 8 y bajando un punto para cada alternativa a medida que aumenta su precio. El hierro

puntuará con un 7, el acero inoxidable con un 6 y la opción más cara que es el aluminio con un 5.

Eficiencia: El material de soporte sobre el que se apoye los paneles no varía la eficiencia que producen estos por lo que se puntuará en la tabla de decisión todas las alternativas con un 5.

Ponderación	Material de soporte				
	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Aluminio	8	5	8	5	35
Acero inoxidable	7	5	6	5	31
Hierro	6	5	7	5	31.5
Aluminio	5	5	5	5	27.5

Figura A2. 9. Tabla de toma de decisión material de soporte

La opción seleccionada en función de la puntuación obtenida en la tabla de decisión será realizar los soportes de aluminio.

A2.3.4 Tipo de instalación según conexión.

Las alternativas presentes serán la de instalación aislada de la red eléctrica, conectada a la red eléctrica o híbrida.

Montaje. La instalación presentará un montaje más simple en la instalación conectada a la red mientras que en la instalación aislada a la red será más compleja por la necesidad de colocar las baterías y los reguladores. De la misma manera la instalación híbrida presentará la misma dificultad que el caso anterior más la dificultad añadida de la colocación de los elementos y conexiones para que realicen la función para la que está diseñada, comportándose en algunos momentos como una instalación aislada de la red y en otros como una instalación conectada a la red.

Se puntuará en la tabla de decisión la opción de instalación conectada a la red con un 8 por su sencillez, la opción de instalación aislada de la red con un 6 por presentar más elementos, y la opción de instalación híbrida con un 5 por la dificultad añadida mencionada.

Mantenimiento. La única diferencia presente entre las alternativas que se plantean es el mantenimiento que será necesario realizar a las baterías. En estas será necesario un protocolo de mantenimiento en el que se incluya tanto el mantenimiento periódico cada cierto número de años, por ejemplo, al introducir agua destilada en las baterías AGM o en las baterías estacionarias, como el cambio de baterías al finalizar estas su periodo de vida útil.

Se puntuará por tanto en la tabla de decisión las opciones con baterías con un 5 y las opciones sin baterías con un 8.

Precio: Una gran parte del presupuesto inicial de la inversión es aquel destinado a las baterías, siendo estos los elementos más caros dentro de la instalación. Además, al tener baterías es necesario el uso de reguladores para no dañar estos elementos, lo cual encarece aún más el precio de la instalación.

Se puede añadir en este factor que en los casos de instalación conectada a la red o híbrida se podría plantear el sobredimensionar la instalación y vender los excedentes para obtener un beneficio de la instalación a largo plazo, pero al haber definido el objeto del proyecto como una instalación para autoconsumo no se tendrá en cuenta dicha opción.

Se puntuará en la tabla de decisión, desde el punto de vista del precio que añade a la instalación el uso de baterías y reguladores, la alternativa de instalación conectada a la red con un 8 y con un 5 a las otras alternativas.

Eficiencia: La opción más eficiente desde el punto de vista energético sería la opción de instalación híbrida, en esta se emplearía al máximo la energía producida por los paneles solares usándola cuando fuera necesario y almacenándola en casos de que haya excedentes, además esta opción aseguraría el correcto funcionamiento de la instalación porque en caso de no haber irradiación solar en ese momento extraería la electricidad de la red eléctrica.

En segundo lugar, refiriéndose a eficiencia energética encontraríamos la alternativa aislada a la red, esta opción presenta la ventaja de que se aprovecha toda la energía producida por los paneles solares, pero a diferencia del caso anterior esta se debe dotar con varios días de autonomía, ya que en el momento en que las baterías queden vacías y no haya energía proveniente del sol la instalación tendría que dejar de funcionar.

Por último, lugar se encontraría la alternativa de opción conectada a la red. En esta se presentaría eficiencia en el momento en que hubiera energía proveniente del sol y la instalación estuviera en funcionamiento, pero por el contrario se echaría a perder la energía excedente si el consumo es menor que la producción de energía y también sería necesario el uso de la red eléctrica cuando el consumo fuera superior a la producción eléctrica de los paneles en esos momentos o días en que el sol no proporciona la suficiente energía.

En función de esta eficiencia energética se puntuará, dentro de la tabla de decisión, la alternativa de instalación híbrida con un 8 por su aprovechamiento energético, la alternativa de instalación aislada de la red con un 7 por ser eficiente pero no asegurar al 100% el funcionamiento de la instalación, y la alternativa de instalación conectada a la red con un 4 por ser solo eficiente en ciertos momentos.

Ponderación	Tipo de instalación				
	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Aislada a la red	6	5	5	7	32.5
Conectada a la red	8	8	8	4	36
Híbrida	5	5	5	8	33.5

Figura A2. 10. Tabla de toma de decisión tipo de instalación.

A partir de la tabla de decisión anterior se decide plantear el proyecto como una instalación conectada a la red.

A2.3.5 Baterías.

Aunque las diferentes alternativas de baterías presentes en el mercado han sido expuestas con anterioridad, el escoger en el apartado anterior diseñar la instalación para que esté conectada a la red supondrá que no se utilicen baterías, por lo que no se realizará un estudio ni una tabla de decisión para tratar de saber que elemento sería más conveniente para el diseño de la instalación.

A2.3.6 Inversores.

Se analizarán exclusivamente los inversores para instalaciones conectadas a la red por ser el tipo de instalación a diseñar. Dentro de este grupo las alternativas existentes son inversores String, microinversores y optimizadores de potencia.

Montaje: El montaje más sencillo es el que presentan los inversores String o en cadena ya que, como su nombre indica, se monta un inversor por cada cadena de paneles situados en serie.

En segundo lugar, los microinversores aunque presentan una instalación sencilla suponen un montaje más complejo que el anterior, ya que se debe colocar un microinversor para cada uno de los paneles presentes en la instalación.

Y por último el optimizador de potencia por ser una combinación de las alternativas anteriores presenta un montaje un poco más complicado

que los microinversores, ya que, aparte de colocar optimizadores de potencia en cada uno de los paneles, se deberá asegurar el correcto montaje del inversor para cada fila de paneles que recoja la energía producida por todos ellos.

En función de esto se puntuará la alternativa de inversores en cadena con un 8 dentro de la tabla de decisión por su sencillez de montaje, la alternativa de microinversores con un 6 por su complejidad y por último la opción de optimizadores de potencia con un 4 por ser un poco más compleja que los microinversores.

Mantenimiento: Este factor se analizará desde el punto de vista del monitorizado de los paneles para la corrección en los fallos de potencia, ya que realmente los inversores no necesitan más mantenimiento que su sustitución en caso de avería, aunque sí que se deberá tener en cuenta que los microinversores son más sensibles al sobrecalentamiento por su tamaño reducido.

En primer lugar, los inversores en cadena no presentan un monitorizado individual por lo que si se reduce la eficiencia en una línea de paneles no se podrá saber en cual panel está el problema.

Por otro lado, tanto la alternativa de microinversores como la de optimizadores de potencia sí que presentan un monitorizado individual con lo que se podría averiguar con facilidad que parte del sistema está fallando o dando una eficiencia del panel menor que la esperada.

Se puntuará, por tanto, dentro de la tabla de decisión, la alternativa de optimizadores de potencia con un 8, los microinversores con un 7 debido al peligro de sobrecalentamiento y la alternativa de inversores en cadena con un 5.

Precio: Este apartado depende en gran medida del número de paneles solares y líneas de paneles a instalar, pero realizando un estudio general podemos colocar como la alternativa más barata los inversores en cadena. Cada uno de esos inversores, aunque presentan un precio elevado sirven para un todo un conjunto de paneles situados en serie con lo cual se necesitan tantos inversores como líneas de paneles colocado en serie haya presente en la instalación.

En segundo lugar, en la alternativa de microinversores, aunque estos presenten un precio de algo más de diez veces menor que los inversores en cadena más baratos en el catálogo de Autosolar, se debe colocar uno de estos elementos por cada uno de los paneles presentes en la instalación, con lo cual a mayor número de placas colocadas en serie mayor es el precio que se deberá suponer para los inversores de la instalación.

En tercer lugar, como la opción más cara aparecen los optimizadores de potencia, ya que además del precio necesario para cada uno de los optimizadores necesarios para cada panel, se necesita un inversor que convierta la energía de cada uno de esos inversores.

En función de este precio se puntuará, dentro de la tabla de decisión, a la alternativa de inversores en cadena con un 8 por ser la opción más asequible, la opción de microinversores con un 6 por ser necesario un mayor presupuesto y la opción de optimizadores de potencia con un 3 por ser muy elevador el coste total de los elementos.

Eficiencia: Siendo este el factor más importante a analizar destaca por su menor eficiencia los inversores en cadena, en estos la reducción de la eficiencia de uno de los paneles afectará a todos los paneles colocados en el mismo inversor, reduciendo de gran manera la eficiencia del conjunto si alguno de los paneles se daña, se ensucia o se ve afectado por sombras. Aunque si bien es verdad que la tecnología de los inversores en cadena a mejorado hasta tal punto que aproximan su punto de máxima potencia al mayor valor posible, sigue siendo la alternativa con una mejor eficiencia entre las presentes

Por otro lado, los microinversores y los optimizadores de potencia aseguran la máxima eficiencia de cada uno de los paneles de manera individual. La principal diferencia que aparecerá entre estas dos alternativas se encontrará en las pérdidas en el proceso de conversión de la energía, ya que mientras en los microinversores la conversión de corriente continua a corriente alterna se realizará en cada uno de los inversores de manera individual, la conversión de corriente en los optimizadores de potencia se realizará de manera conjunta desde un único inversor por línea de paneles colocados en serie, reduciendo por tanto estas pérdidas producidas en la conversión.

Se puntuará dentro de la tabla de conversión, a partir de lo expresado anteriormente, la alternativa de optimizador de potencia con un 8 por ser la opción más eficiente, la alternativa de microinversores con un 6 por las pérdidas de conversión comentadas, y la opción de inversores en cadena con un 5 por ser la opción menos eficiente pese a las mejoras en su tecnología

Ponderación	Inversores				
	1	1	1.5	2	
Opciones	Montaje	Mantenimiento	Precio	Eficiencia	Total
Inversores String	8	5	8	5	33
Microinversores	6	7	6	6	33
Optimizadores de potencia	4	8	3	8	32,5

Tabla A2. 11 Tabla de decisión tipo de inversores

La decisión tomada será, aunque por en la misma puntuación que la alternativa posterior, la de usar inversores en String.

Aunque la puntuación entre las tres alternativas es muy similar y todas presentan grandes ventajas y desventajas que podrían llevar a la duda de si se está tomando la decisión correcta y suponiendo como los dos factores más importante la eficiencia y el precio de los elementos, se realiza una segunda suma de estos factores con sus ponderaciones, obteniendo como resultados unas puntuaciones para las alternativas de 24, 21 y 20,5 respectivamente al orden de la tabla A2. Esta segunda comparación valorada hace intuir que es una buena decisión final la de escoger la alternativa de inversores en String como decisión final

A2.3.7 Reguladores.

Al igual que en apartado de las baterías (e), aunque las diferentes alternativas de tipos de reguladores presentes en el mercado han sido expuestas con anterioridad, el escoger en el apartado (d) diseñar la instalación para que esté conectada a la red supone que no se utilicen baterías y por lo tanto que no sea necesario el uso de reguladores que controlen la carga de estas para evitar dañar dichos elementos. Antes esta decisión tomada, no se realizará un estudio ni una tabla de decisión para tratar de saber que regulador de entre los explicados sería más conveniente para el diseño de la instalación.

A2.4 Resumen.

Se recoge en una tabla resumen todas las decisiones tomadas a partir de las tablas de decisión.

	ELEMENTO O CARACTERÍSTICA	ALTERNATIVA SELECCIONADA
1	Tensión de instalación	48V
2	Módulos	Paneles monocristalinos
3	3.1 Movilidad estructura	Rígida
	3.1 Inclinación estructura	Coplanar
	3.1 Material estructura	Aluminio
4	Tipo de conexión	Conectada a la red
5	Baterías	Sin baterías
6	Inversores	Inversores tipo String
7	Reguladores	Sin reguladores

Tabla A2. 12. Resumen alternativas

Anexo 3: Efectividad de estructuras con inclinación variable.

En este anexo se realizará una serie de cálculos y suposiciones para tratar de saber si es recomendable el uso de una estructura variable frente a una rígida en función del dimensionamiento de su diseño y para los consumos que presenta la nave estudiada.

El objetivo final es llegar a unas conclusiones realizadas al calcular el coeficiente del mes más desfavorable (Cmd), este coeficiente proporcionará una idea de en qué mes será más difícil obtener la energía necesaria para abastecer la instalación y permitirá ponerse en el caso más extremo para dimensionarla asegurándonos de que siempre tendrá la energía necesaria

A3.1 Suposiciones tomadas.

En primer lugar, se supondrá que el emplazamiento donde se van a situar las estructuras presenta una superficie plana, con lo cual se podrán colocar las inclinaciones que se consideren mejor sin el límite que ofrecería una superficie inclinada.

En segundo lugar, se supondrá que las placas estarán siempre orientadas hacia el sur, ya que en España donde se sitúa la instalación es la orientación que más rendimiento permite extraer por la incisión de manera perpendicular de la irradiación del sol respecto a los paneles.

A3.2 Irradiación según inclinación de las placas

Para obtener el CMD será necesario conocer los datos de radiación en Guadassuar durante un año completo. Estos datos se podrán obtener de las páginas del PVGIS o de IDAE, así como de algunas empresas de placas fotovoltaicas que facilitan estos datos, como por ejemplo Tecnosun.

En este caso se empleará El PVGIS para obtener los valores de irradiación en Guadassuar para las inclinaciones de los paneles más habituales de entre 75 y 0 grados, y así plantear que inclinación es la más adecuada para el caso de estudio y si conviene plantear unas placas con doble inclinación. Se recogen los datos del año 2016 en la siguiente tabla por ser el año más cercano disponible en el PVGIS

mes \ grados	75	60	45	30	15	0
Enero	134.16	136.22	129.93	115.81	94.92	68.83
Febrero	138.62	145.65	144.21	134.49	117.3	93.97
Marzo	155.94	172.48	179.28	176.04	163.24	142
Abril	130.09	153.32	168.84	177.77	173.9	163.72
Mayo	124.52	157.58	183.05	199.8	207.37	204.89
Junio	127.45	168.47	201.11	224.07	233.67	237.52
Julio	133.27	174.56	206.39	227.98	238.86	237.37
Agosto	157.93	193.95	219.06	232.17	233.11	221.45
Septiembre	162.81	185.03	196.71	197.25	186.88	166.68
Octubre	146.04	156.42	157.88	150.48	134.91	112.45
Noviembre	127.59	131.23	127.12	115.6	97.59	74.43
Diciembre	145.48	146.04	137.66	120.99	97.28	68.25

Figura A3. 1. Irradiación en función del mes y la inclinación

-Se descarta inmediatamente los datos obtenidos para 0 y 75 grados por presentar la radiación más baja con diferencia para ciertos meses y que señalamos en rojo.

-Se marcan las radiaciones más favorables para cada mes del año en verde

A3.3 Posibles soluciones

Observando la tabla 8 se va a tratar de plantear 3 opciones:

-En primer lugar, una doble inclinación de las placas para aprovechar al máximo la irradiación de todos los meses del año, en esta posible solución las placas se encontrarán inclinadas 60 grados desde octubre hasta marzo, ambos inclusive, y se encontrarán inclinadas 15 grados el resto del año.

-En segundo lugar, se planteará usar únicamente una inclinación de 60 grados o de 15 en función del coeficiente más desfavorable.

A3.4 Cálculos

A partir de los consumos supuestos obtenidos de las facturas y reunidos en la tabla A1.2 de la memoria descriptiva, que se adjunta de nuevo a continuación, se realizan los siguientes cálculos para ver que opción puede ser la más adecuada.

Mes	KWh/mes m2
Diciembre 2020	939
Enero 2021	1085
Febrero 2021	1164
Marzo 2021	1181
Abril 2021	1280
Mayo 2021	1280
Junio 2021	1280
Julio 2021	1280
Agosto 2021	568
Septiembre 2021	1280
Octubre 2021	1188
Noviembre 2021	1092

Figura A3. 2. Referencia a la Tabla A1. 1 Consumos mensuales supuestos.

Se van a convertir los kWh/mes m² de los consumos a Ah/mes m² dividiéndolo entre la tensión nominal de la instalación, que se supondrá en 48 V por ser tensión más adecuada según la tabla comparativa A2.1 presente en el Anexo 2: Decisiones alternativas, y multiplicado por 1000 para adecuar las unidades.

$$\left(\frac{Ah}{mes}\right) = \frac{KWh}{mes \cdot m^2} \cdot \frac{V}{1000}$$

Ecuación A3. 1

$$\left(\frac{Ah}{mes}\right)_{Enero} = 1085 \frac{KWh}{mes \cdot m^2} \cdot \frac{48 V}{1000}$$

Ecuación A3. 2

$$\left(\frac{Ah}{mes \cdot m^2}\right)_{Enero} = 22604.17$$

Ecuación A3. 3

A continuación, para obtener el coeficiente del mes más desfavorable (Cmd) a partir de los datos de irradiación expresados en la tabla A3.1 para las dos posibles inclinaciones planteadas se empleará la siguiente ecuación en que se dividirá los AH/mes entre dichos datos.

$$Cmd = \frac{\frac{Ah}{mes \cdot m^2}}{\frac{KWh}{m^2}}$$

Ecuación A3. 4

$$Cmd_{enero\ 60^\circ} = \frac{22604.17 \frac{Ah}{mes}}{136.22 \frac{KWh}{m^2}}$$

Ecuación A3. 5

$$Cmd_{enero\ 60^\circ} = 165.94$$

Ecuación A3. 6

Se repetirá el proceso para todos los meses y para todas las inclinaciones planteadas obteniendo como resultado la tabla A3.3

	KWh/mes	Ah/mes	60		15	
			kWh/m ²	cmd	kWh/m ²	cmd
Enero	1085	22604.17	136.22	165.94	94.92	238.14
Febrero	1164	24250.00	145.65	166.50	117.3	206.73
Marzo	1181	24604.17	172.48	142.65	163.24	150.72
Abril	1280	26666.67	153.32	173.93	173.9	153.34
Mayo	1280	26666.67	157.58	169.23	207.37	128.59
Junio	1280	26666.67	168.47	158.29	233.67	114.12
Julio	1280	26666.67	174.56	152.77	238.86	111.64
Agosto	568	11833.33	193.95	61.01	233.11	50.76
Septiembre	1280	26666.67	185.03	144.12	186.88	142.69
Octubre	1188	24750.00	156.42	158.23	134.91	183.46
Noviembre	1092	22750.00	131.23	173.36	97.59	233.12
Diciembre	939	19562.50	146.04	133.95	97.28	201.09

Figura A3. 3. Coeficiente de mes más desfavorable para inclinaciones más adecuadas

-Queda descartada la opción de una única inclinación de 15 ° ya que, aunque presenta Cmd inferiores para los meses de verano, presenta unos valores muy altos para los meses de invierno, lo que supondría un mayor número de placas y un sobredimensionado de la instalación para los meses de verano.

-En segundo lugar, la opción de doble inclinación queda marcada en verde en la tabla y se destaca que el coeficiente del mes más

desfavorable sería para el mes de noviembre con 60 grados de inclinación con 173,36.

-En tercer lugar, si se realizara con una única inclinación de 60° el coeficiente del mes más desfavorable sería de 173.93 para el mes de abril

La diferencia entre los coeficientes de mes más desfavorable para las últimas dos opciones es muy similar y siempre para la misma inclinación de las placas de 60 grados. Además, los Cdm son similares entre los meses de gran consumo y de poco consumo para esta opción (salvo para el mes de agosto en que la nave permanece una quincena cerrada por vacaciones) independientemente de la irradiación que este afectando a las placas, lo cual llevara a producir pocos excedentes y no sobredimensionar la instalación para ningún mes.

A3.5 Conclusiones

Aunque en ciertos lugares la rentabilidad de colocar unas placas con doble inclinación está demostrada por su gran aprovechamiento de la energía solar, en este caso específico, pese a que la eficiencia que se obtendría es mayor en ese tipo de estructuras con un menor número de placas, la poca diferencia que presenta no es suficiente para salvar la gran diferencia que hay en cuanto a costes de diseño, montaje y mantenimiento de las estructuras.

Anexo 4. Estudio económico y de rentabilidad

A4.1 Objetivo.

El objetivo de este estudio será estudiar a través del método financiero, los datos económicos de la instalación para establecer la rentabilidad y viabilidad de la ejecución del proyecto.

A4.2 A4.2 Consideraciones iniciales.

El precio de la electricidad está en constante cambio ante la inestabilidad del mercado de combustible debido al panorama mundial marcado anteriormente por el Covid-19 y más recientemente por la denominada Guerra de Ucrania.

Ante esto y debido a la imposibilidad de saber el precio futuro de la electricidad, para este estudio se tomará como constante el precio en €/kWh del último semestre del año 2021 según la oficina europea de estadística Eurostat que se situó según en 0.237 €/kWh.

Para establecer el precio aproximado a las horas de producción se extraerá a partir de la comparación con el precio del €/kWh del día de estudio

Hora	Península, Baleares y Canarias
00h	0,33291 €/kWh
01h	0,33615 €/kWh
02h	0,3408 €/kWh
03h	0,3433 €/kWh
04h	0,34296 €/kWh
05h	0,35091 €/kWh
06h	0,35236 €/kWh
07h	0,31262 €/kWh
08h	0,27457 €/kWh
09h	0,23666 €/kWh
10h	0,21515 €/kWh
11h	0,19513 €/kWh
12h	0,21922 €/kWh
13h	0,21787 €/kWh
14h	0,20946 €/kWh
15h	0,19112 €/kWh
16h	0,1839 €/kWh
17h	0,18847 €/kWh
18h	0,21719 €/kWh
19h	0,24302 €/kWh

20h	0,29018 €/kWh
21h	0,30597 €/kWh
22h	0,32071 €/kWh
23h	0,31618 €/kWh

Figura A4.1. Precio €/kWh 07/03/2022

En la figura A4.1 se muestra el precio de la luz para el día de realización del estudio con el objetivo de mostrar que, aunque el precio medio para un día se encuentra en 0.259925 €/kWh el consumo medio en horas de producción de la nave industrial (8:00-17:00) es algo inferior, para ser exactos de 0.242885 €/kWh

A partir de esos datos se puede tomar como dato que la diferencia entre el precio medio del día y el precio medio en horas de producción es de 7.016 % inferior para las horas de producción y por tanto el valor que se considerará para realizar el estudio es el precio extraído de la oficina europea de estadísticas menos esa diferencia, es decir, de 0.22037

El estudio se realizará para una vida útil de 20 años de la instalación al final de la cual se busca obtener el mayor beneficio posible y siendo este mayor al interés que quedaría ingresar el dinero en el banco sin realizar la instalación.

A4.3 Método financiero.

Este método pretende obtener la tasa de rentabilidad del proyecto de la manera más realista posible a partir de la observación de los flujos de caja, el interés y el valor actual neto.

El flujo de caja (FJ) anual como su nombre indica hará referencia a lo diferencia entre gastos y beneficios derivados de la instalación para cada año.

En primer lugar, se supondrá para el primer año el costo de la inversión total extraída del apartado de presupuesto. El valor asciende a 17.009,87€ que se desembolsaran el primer año.

Siguiendo con los costes se supondrá un coste de mantenimiento anual de la instalación. Ese coste se suele establecer entre el 0.5% y el 1% del precio total de la instalación en el momento de la inversión. Para ser lo más conservadores posibles lo situaremos en un 0,5% durante los primeros años de la instalación, en un 1% entre el año 11 y el 17 y en un 1,5% durante los últimos 3 años de estudio ya que con el paso del tiempo la instalación necesitará cada vez un mayor mantenimiento. La media del porcentaje de mantenimiento invertido será de 0,825%.

En segundo lugar, se entenderá como beneficios al producto de toda la energía producida por la instalación que si se ha consumido y el precio del kWh en el mercado si esa potencia se hubiera comprado a la red eléctrica. Este producto, aunque no supone un beneficio real porque no se cobra por él, si implica unos ahorros que no hay que pagar a la empresa distribuidora. Esos valores se extraerán de la Figura 12 de la memoria y se prestan en la figura A4.2.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ahorros} - \text{Costes mantenimiento} - \text{Inversión}$$

Ecuación A4. 1. Flujo de caja

Aparece en conjunto con la potencia que, si se ha tenido que extraer de la red por no ser suficiente la potencia fotovoltaica generada en ciertos meses del año, pero esos valores son meramente informativos ya que en la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica no afecta en nada a esos pagos que se deberían haber realizado igualmente en caso de que no se llevara a cabo la instalación.

	Potencia extraída de la red (kwh)	Potencia generada y consumida (kwh)
Enero	357.78	727.22
Febrero	271.92	892.08
Marzo	0	1181
Abril	0	1280
Mayo	0	1280
Junio	0	1280
Julio	0	1260
Agosto	0	568
Septiembre	0	1280
Octubre	39.91	1148.09
Noviembre	265.14	826.86
Diciembre	296.37	642.63
Anual	1231.12	12365.88
Coste anual	271.31 €	2,725.11 €

Figura A4. 2 Potencia extraída de la red vs generada y consumida por la instalación con sus respectivos costes.

A continuación, se deberá fijar un interés mínimo para considerar la rentabilidad de la instalación, que si es superado será un indicador de si ha sido rentable realizar la instalación desde el punto de vista económico. Este interés, que afectará al flujo de caja disminuyéndolo por ser el coste anual derivado de la utilización del propio dinero, se marcará en un 2%.

A partir de esos datos se podrá calcular el valor actual neto (VAN). Que es un criterio financiero para saber cuánto se va a ganar con esa inversión, aunque usualmente se usa como primer indicador sobre la viabilidad de realizar o no la inversión.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Figura A4. 3. Formula VAN

Donde:

F= Flujo de caja ara cada año

K= Tasa de interés anual

I_0 = Inversión inicial de la instalación

Que aplicada a los datos de la instalación se obtienen los datos de la figura A4.4.

Tasa Interés anual	2%
--------------------	----

Año	Inversión inicial	Gastos mant.	Ahorro	Flujo de caja	FJ actualizado	VAN
0	17,009.87 €	- €	- €	-17,009.87 €	- 17,009.87 €	-17,009.87 €
1		170.10 €	2,725.11 €	2,555.01 €	2,504.91 €	-14,504.96 €
2		173.50 €	2,779.61 €	2,606.11 €	2,504.91 €	-12,000.05 €
3		176.97 €	2,835.20 €	2,658.23 €	2,504.91 €	- 9,495.13 €
4		180.51 €	2,891.91 €	2,711.40 €	2,504.91 €	- 6,990.22 €
5		184.12 €	2,949.75 €	2,765.63 €	2,504.91 €	- 4,485.31 €
6		187.80 €	3,008.74 €	2,820.94 €	2,504.91 €	- 1,980.40 €
7		191.56 €	3,068.92 €	2,877.36 €	2,504.91 €	524.51 €
8		195.39 €	3,130.29 €	2,934.90 €	2,504.91 €	3,029.43 €
9		199.30 €	3,192.90 €	2,993.60 €	2,504.91 €	5,534.34 €
10		203.28 €	3,256.76 €	3,053.47 €	2,504.91 €	8,039.25 €
11		217.51 €	3,321.89 €	3,104.38 €	2,496.74 €	10,535.99 €
12		221.86 €	3,388.33 €	3,166.47 €	2,496.74 €	13,032.73 €
13		226.30 €	3,456.10 €	3,229.80 €	2,496.74 €	15,529.46 €
14		230.83 €	3,525.22 €	3,294.39 €	2,496.74 €	18,026.20 €
15		235.44 €	3,595.72 €	3,360.28 €	2,496.74 €	20,522.94 €
16		240.15 €	3,667.64 €	3,427.49 €	2,496.74 €	23,019.68 €
17		244.96 €	3,740.99 €	3,496.04 €	2,496.74 €	25,516.41 €
18		262.10 €	3,815.81 €	3,553.71 €	2,488.16 €	28,004.57 €
19		267.34 €	3,892.13 €	3,624.78 €	2,488.16 €	30,492.74 €
20		272.69 €	3,969.97 €	3,697.28 €	2,488.16 €	32,980.90 €

Figura A4. 4. Tabla flujos de caja y valor actual neto por año

A partir de la siguiente tabla se pueden observar en primer lugar que el VAN para 20 años es de 32.980,90 € que al ser un valor positivo indica que se obtendrá beneficio de la instalación tal y como se ha planteado el interés.

En segundo lugar, se puede apreciar que entre el VAN del año 6 y del año 7 el valor pasa de negativo a positivo, es decir que el periodo de retorno en que se ha recuperado la cantidad invertida es de 7 años, y a partir de este periodo todo lo generado o en este caso no consumido serán beneficios de la instalación.

Otro criterio financiero para observar la viabilidad de realizar la instalación es la tasa de interna de retorno (TIR). Este se podría entender de manera opuesta al valor actual neto como la tasa de interés en la cual el valor neto para el último año considerado el valor es 0 es decir que tasa de interés tendría la instalación. Se calcula como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+TIR)^i} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Figura A4. 5. Fórmula TIR.

A partir de la ecuación anterior se extrae que para la instalación diseñada la tasa interna de rendimiento es del 15.8274%

Año	VAN	TIR
0	- 17,009.87 €	15.8274%
1	- 14,803.99 €	
2	- 12,861.45 €	
3	- 11,150.81 €	
4	- 9,644.38 €	
5	- 8,317.79 €	
6	- 7,149.57 €	
7	- 6,120.80 €	
8	- 5,214.85 €	
9	- 4,417.06 €	
10	- 3,714.50 €	
11	- 3,097.83 €	
12	- 2,554.78 €	
13	- 2,076.56 €	
14	- 1,655.43 €	
15	- 1,284.57 €	
16	- 957.99 €	
17	- 670.39 €	
18	- 417.99 €	
19	- 195.73 €	
20	0.00 €	

Figura A4. 6. Tabla flujos de caja y tasa de interna de retorno por año

A partir de los resultados obtenidos se puede indicar que al ser la tasa de interna de retorno positiva será beneficioso la realización de la inversión para llevar a cabo la instalación.

A4.4 Conclusión

A partir de los datos obtenidos de valor actual neto y de la tasa interna de retorno se puede afirmar por los valores altos de beneficios para la instalación planteada que presentan, que será rentable llevar a cabo la instalación.

Por último, es importante destacar que se podrá aumentar más estos valores a partir de las subvenciones ofrecidas para la inversión en energías renovables en España, que además con un precio de la electricidad cada vez más desorbitado hace que el ahorro conseguido con las instalaciones fotovoltaicas sea aún mayor.

Anexo 5. Fichas técnicas.



BACK CONTACT

FU 350 / 355 / 360 M Zebra

Módulo fotovoltaico monocristalino - 120 celdas MBB half-cut



CARACTERISTICAS GENERALES

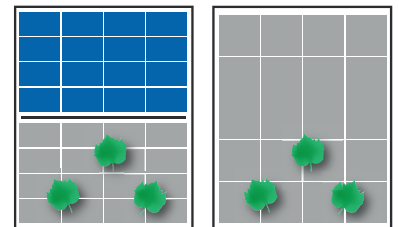
- **IBC** – Células de contacto trasero interdigitadas
- **Tecnología innovadora de Zebra** desarrollada en Europa
- **Alta eficiencia de el modulo hasta el 21.28%**
- **Total black look** without ribbons on the cells
- **Excelente coeficiente de temperatura -0.3%/°C**
- **Inmunidad a el LID** (Light Induced Degradation) **y LeTID** (Light and elevated Temperature Induced Degradation)
- **Improved low light performance**
- Gracias a la **tecnología ibc** no hay sobrants sobre la celdas
- **Mejor actuación en el caso de sombreado** gracias a las dos secciones independientes de el modulo

CERTIFICATIONS

- > IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Inspection
- > Fire Resistance - Class C
- > Salt Corrosion Resistance IEC 61701

NEW

50% 0%



GUARANTEES

Garantía sobre el rendimiento de los módulos

25 AÑOS

Performance guarantee

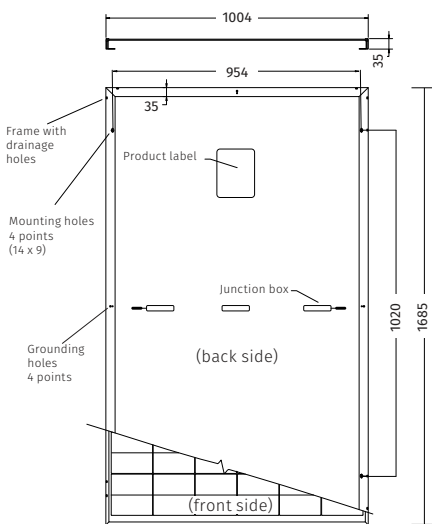
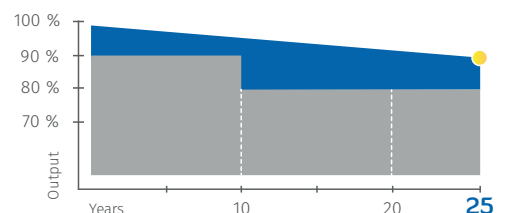
Max decaimiento **0,4 %** por año

1st year degradation - 1.0%

99% por el primer año

89% al terminar de el **25º** año

Performance standard de el mercado
Performance FuturaSun



Note: dimensions in mm tolerance +/- 2 mm

ELECTRICAL DATA

MODULE ZEBRA		FU 350 M ZEBRA	FU 355 M ZEBRA	FU 360 M ZEBRA
<i>Standard Test Conditions STC: 1000 W/m² - AM 1,5 - 25 °C - tolerancias: Pmax (±3%), Voc (±4%), Isc (±5%)</i>				
Potencia de el modulo (Pmax)	W	350	355	360
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	42.00	42.30	42.60
Corriente de cortocircuito (Isc)	A	10.76	10.81	10.86
Voltaje de máxima potencia (Vmpp)	V	34.80	35.20	35.50
Corriente de máxima potencia (Impp)	A	10.06	10.09	10.13
Eficiencia modulo	%	20.69	20.98	21.28

Nominal Module Operating Temperature NMOT: 800 W/m² - T=45 °C - AM 1,5

Máxima potencia (Pmax)	W	264	268	272
Voltaje de circuito abierto (Voc)	V	39.85	40.21	40.54
Corriente de cortocircuito (Isc)	A	8.68	8.72	8.76
Voltaje de maxima potencia (Vmpp)	V	32.68	33.05	33.41
Corriente de máxima potencia (Impp)	A	8.07	8.10	8.13

CARACTERISTICAS OPERATIVAS

Coefficiente de temperatura Isc	%/°C	0.046
Coefficiente de temperatura Voc	%/°C	-0.246
Coefficiente de temperatura Pmax	%/°C	-0.300
NMOT *	°C	42 ± 2
Temperatura de ejercicio	°C	da -40 a +85

*Nominal Module Operating Temperature

MECHANICAL SPECIFICATIONS

Dimensiones	1685 x 1004 x 35 mm
Peso	19,5 kg
Vidrio	Con bajo contenido de hierro, templado, antirreflejo, transparente 3,2 mm
Cell encapsulation	POE (Polyolefin)
Celdas	120 celdas monocristalinas PERC half-cut 158,75 x 79,375 mm
Backsheet	Compuesto film multicapa
Cuadro	Anodizado negro con montaje y agujeros de drenaje
Caja de conexiones	Certificada en acuerdo con la IEC 62790, IP 68 aprobado, 3 diodos
Cables y conectores	Cable solar, longitud 300 mm o personalizada ensamblado con enchufes combinables MC4
Corriente inversa máxima (Ir)	20 A
Tensión máxima del sistema	1500 V (1000 V a petición)
Carga máxima (nieve)	Snow: 5400 Pa / Wind: 3600 Pa
Clase de protección	II - accordance to IEC 61730

Distribuidor autorizado

SUNFIELDS EUROPE
www.sfe-solar.com
info@sfe-solar.com
 +34 981595856

2021_120m_350-360_Zebra.es

**FuturaSun srl**

Riva del Pasubio, 14 - 35013 Cittadella - Italy
 Tel + 39 049 5979802 Fax + 39 049 0963081
www.futurasun.com - info@futurasun.it

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidad para las aplicaciones del futuro



/ Tecnología SnapINverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Seguimiento inteligente GMP



/ Smart Grid Ready



/ Inyección cero



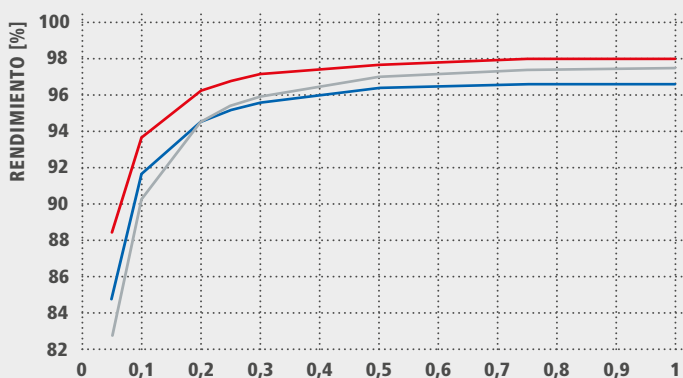
/ Con un rango de potencia nominal entre 3,0 y 20,0 kW, el Fronius Symo es el inversor trifásico sin transformador para todo tipo de instalaciones. Gracias a su flexible diseño, el Fronius Symo es perfecto para instalaciones en superficies irregulares o para tejados con varias orientaciones. La conexión a Internet a través de WLAN o Ethernet y la facilidad de integración de componentes de otros fabricantes hacen del Fronius Symo uno de los inversores con mayor flexibilidad en comunicaciones en el mercado. El inversor Fronius Symo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además, que el inversor no incluya energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}^{1)}$)				16 A / 16 A		
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂ ¹⁾)				24 A / 24 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)				150 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)				200 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)				595 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)				1.000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V		150 - 800 V	
Número de seguidores MPP		1			2	
Número de entradas CC		3			2+2	
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	6,0kW pico	7,4kW pico	9,0kW pico	6,0kW pico	7,4kW pico	9,0kW pico
DATOS DE SALIDA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	3.000 W	3.700 W	4.500 W	3.000 W	3.700 W	4.500 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA	3.000 VA	3.700 VA	4.500 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	4,3 A	5,3 A	6,5 A	4,3 A	5,3 A	6,5 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %					
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0,70 - 1 ind. / cap.			0,85 - 1 ind. / cap.		
DATOS GENERALES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm					
Peso	16,0 kg			19,9 kg		
Tipo de protección	IP 65					
Clase de protección	1					
Categoría de sobretensión (CC/ CA) ²⁾	2/ 3					
Consumo nocturno	< 1 W					
Concepto de inversor	Sin Transformador					
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada					
Instalación	Instalación interior y exterior					
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C					
Humedad de aire admisible	0 - 100 %					
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)					
Tecnología de conexión CC	3 x CC+ y 3 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² ³⁾		
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²			5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ³⁾		
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 ¹⁾ , CEI 0-21 ¹⁾ , NRS 097					

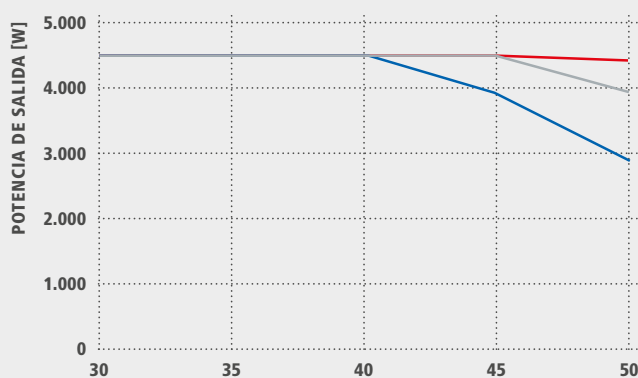
¹⁾ Esto se aplica a Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M y 4.5-3-M.²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.³⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión. Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 4.5-3-S



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA $P_{Ac}/P_{Ac,R}$ ■ 300 V_{DC} ■ 595 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 4.5-3-S



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 300 V_{DC} ■ 630 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %					
Rendimiento europeo (η_{EU})	96,2 %	96,7 %	97,0 %	96,5 %	96,9 %	97,2 %
η con 5 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	80,3 / 83,6 / 79,1 %	83,4 / 86,4 / 80,6 %	84,8 / 88,5 / 82,8 %	79,8 / 85,1 / 80,8 %	81,6 / 87,8 / 82,8 %	83,4 / 90,3 / 85,0 %
η con 10 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	87,8 / 91,0 / 86,2 %	90,1 / 92,5 / 88,7 %	91,7 / 93,7 / 90,3 %	86,5 / 91,6 / 87,7 %	87,9 / 93,6 / 90,5 %	89,2 / 94,1 / 91,2 %
η con 20 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	92,6 / 95,0 / 92,6 %	93,7 / 95,7 / 93,6 %	94,6 / 96,3 / 94,5 %	90,8 / 95,3 / 93,0 %	91,9 / 96,0 / 94,1 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %
η con 25 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	93,4 / 95,6 / 93,8 %	94,5 / 96,4 / 94,7 %	95,2 / 96,8 / 95,4 %	91,9 / 96,0 / 94,2 %	92,9 / 96,6 / 95,2 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %
η con 30 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	94,0 / 96,3 / 94,5 %	95,0 / 96,7 / 95,4 %	95,6 / 97,2 / 95,9 %	92,8 / 96,5 / 95,1 %	93,5 / 97,0 / 95,8 %	94,2 / 97,3 / 96,3 %
η con 50 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	95,2 / 97,3 / 96,3 %	96,9 / 97,6 / 96,7 %	96,4 / 97,7 / 97,0 %	94,3 / 97,5 / 96,5 %	94,6 / 97,7 / 96,8 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %
η con 75 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	95,6 / 97,7 / 97,0 %	96,2 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 98,0 / 97,4 %	94,9 / 97,8 / 97,2 %	95,0 / 97,9 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %
η con 100 % $P_{Ac,r}$ ¹⁾	95,6 / 97,9 / 97,3 %	96,2 / 98,0 / 97,5 %	96,6 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,4 %	95,1 / 98,0 / 97,5 %	95,0 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %					

¹⁾ Y con $U_{mpp\ min.} / U_{dcr} / U_{mpp\ máx.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí					
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia					
Seccionador CC	Sí					
Protección contra polaridad inversa	Sí					

INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda					
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB					
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net					
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)					
Datalogger y Servidor web	Incluido					
Input externo ²⁾	Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión					
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador					

²⁾ También disponible en la versión light.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc \text{ máx. 1}} / I_{dc \text{ máx. 2}}$)	16 A / 16 A			
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ /MPP ₂)	24 A / 24 A			
Mínima tensión de entrada ($U_{dc \text{ mín.}}$)	150 V			
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc \text{ arranque}}$)	200 V			
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	595 V			
Máxima tensión de entrada ($U_{dc \text{ máx.}}$)	1.000 V			
Rango de tensión MPP ($U_{mpp \text{ mín.}} - U_{mpp \text{ máx.}}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Número de seguidores MPP	2			
Número de entradas CC	2 + 2			
Máxima salida del generador FV ($P_{dc \text{ máx.}}$)	10,0kW pico	12,0kW pico	14,0kW pico	16,4kW pico

DATOS DE SALIDA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	5.000 W	6.000 W	7.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	7.000 VA	8.200 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac \text{ máx.}}$)	7,2 A	8,7 A	10,1 A	11,8 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Coefficiente de distorsión no lineal	< 3 %			
Factor de potencia ($\cos \varphi_{ac,r}$)	0,85 - 1 ind. / cap.			

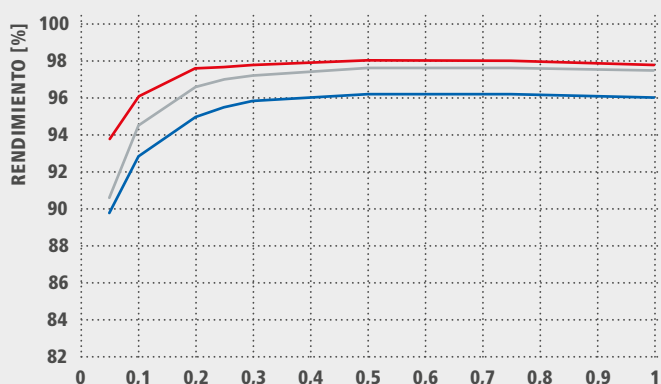
DATOS GENERALES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm			
Peso	19,9 kg			21,9 kg
Tipo de protección	IP 65			
Clase de protección	1			
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3			
Consumo nocturno	< 1 W			
Concepto de inversor	Sin Transformador			
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada			
Instalación	Instalación interior y exterior			
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C			
Humedad de aire admisible	0 - 100 %			
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)			
Tecnología de conexión CC	4 x CC+ y 4 x CC bornes roscados 2,5 - 16mm ² ²⁾			
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16mm ² ²⁾			
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, NRS 097			

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ 16 mm² sin necesidad de terminales de conexión.

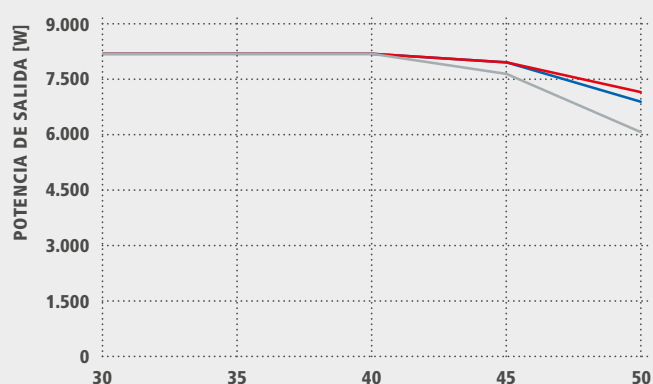
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 8.2-3-M



POTENCIA DE SALIDA NORMALIZADA $P_{AC}/P_{AC,R}$ ■ 258 V_{DC} ■ 595 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 8.2-3-M



TEMPERATURA AMBIENTE [°C] ■ 258 V_{DC} ■ 595 V_{DC} ■ 800 V_{DC}

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %			
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,3 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %
η con 5 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	84,9 / 91,2 / 85,9 %	87,8 / 92,6 / 87,8 %	88,7 / 93,1 / 89,0 %	89,8 / 93,8 / 90,6 %
η con 10 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	89,9 / 94,6 / 91,7 %	91,3 / 95,6 / 93,0 %	92,0 / 95,9 / 94,7 %	92,8 / 96,1 / 94,5 %
η con 20 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	93,2 / 96,7 / 95,4 %	94,1 / 97,1 / 95,9 %	94,5 / 97,3 / 96,3 %	95,0 / 97,6 / 96,6 %
η con 25 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	93,9 / 97,2 / 96,0 %	94,7 / 97,5 / 96,5 %	95,1 / 97,6 / 96,7 %	95,5 / 97,7 / 97,0 %
η con 30 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	94,5 / 97,4 / 96,5 %	95,1 / 97,7 / 96,8 %	95,4 / 97,7 / 97,0 %	95,8 / 97,8 / 97,2 %
η con 50 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	95,2 / 97,9 / 97,3 %	95,7 / 98,0 / 97,5 %	95,9 / 98,0 / 97,5 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 75 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	95,3 / 98,0 / 97,5 %	95,7 / 98,0 / 97,6 %	95,9 / 98,0 / 97,6 %	96,2 / 98,0 / 97,6 %
η con 100 % $P_{AC,r}$ ¹⁾	95,2 / 98,0 / 97,6 %	95,7 / 97,9 / 97,6 %	95,8 / 97,9 / 97,5 %	96,0 / 97,8 / 97,5 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %			

¹⁾ Y con $U_{mpp\ min.} / U_{dcr} / U_{mpp\ máx.}$

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí			
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia			
Seccionador CC	Sí			
Protección contra polaridad inversa	Sí			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda			
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB			
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net			
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)			
Datalogger y Servidor web	Incluido			
Input externo ²⁾	Interface S0-Meter / Input para la protección contra sobretensión			
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador			

²⁾ También disponible en la versión light.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

DATOS DE ENTRADA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx. 1} / I_{dc\ máx. 2}$)	27 A / 16,5 A ¹⁾		33 A / 27 A		
Máxima corriente de entrada total utilizada ($I_{dc\ máx. 1} + I_{dc\ máx. 2}$)	43,5 A		51,0 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP ₁ / MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ mín.}$)	200 V				
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	200 V				
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	600 V				
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V				
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.} - U_{mpp\ máx.}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Número de seguidores MPP	2				
Número de entradas CC	3+3				
Máxima salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	15,0 kW _{peak}	18,8 kW _{peak}	22,5 kW _{peak}	26,3 kW _{peak}	30,0 kW _{peak}

DATOS DE SALIDA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Máxima potencia de salida	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 400 V / 230 V o 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.				

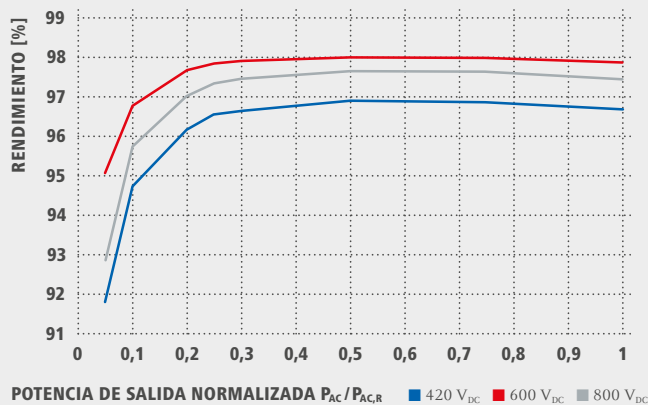
DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm				
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Tipo de protección	IP 66				
Clase de protección	1				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consumo nocturno	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin Transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	2.000 m / 3.400 m (rango de tensión sin restricciones / con restricciones)				
Tecnología de conexión CC	6 x CC+ y 6 x CC bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	5 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14,0 A para tensiones < 420 V

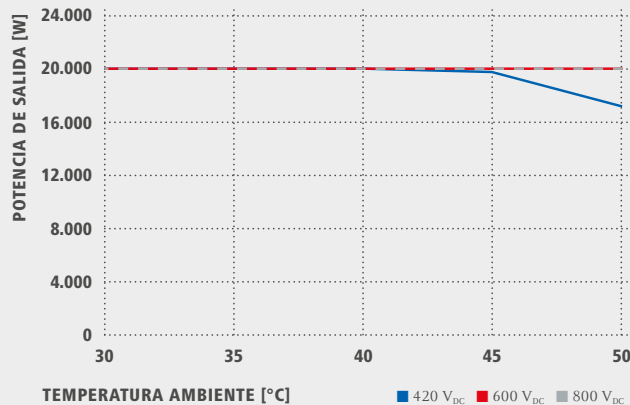
²⁾ De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es.

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS SYMO 20.0-3-M



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS SYMO 20.0-3-M



DATOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

RENDIMIENTO	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Máximo rendimiento	98,0 %				
Rendimiento europeo (η_{EU})	97,4%	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % $P_{ac,r}^{1)}$	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % $P_{ac,r}^{1)}$	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % $P_{ac,r}^{1)}$	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % $P_{ac,r}^{1)}$	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % $P_{ac,r}^{1)}$	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % $P_{ac,r}^{1)}$	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % $P_{ac,r}^{1)}$	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % $P_{ac,r}^{1)}$	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %				
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs digitales y 4 inputs/outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ²⁾	Datalogging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net				
Salida de aviso ²⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Datalogger y Servidor web	Incluido				
Input externo ²⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

¹⁾ η con $U_{mpp\ min.} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max.}$ ²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visite www.fronius.com

v04 Nov 2014 ES

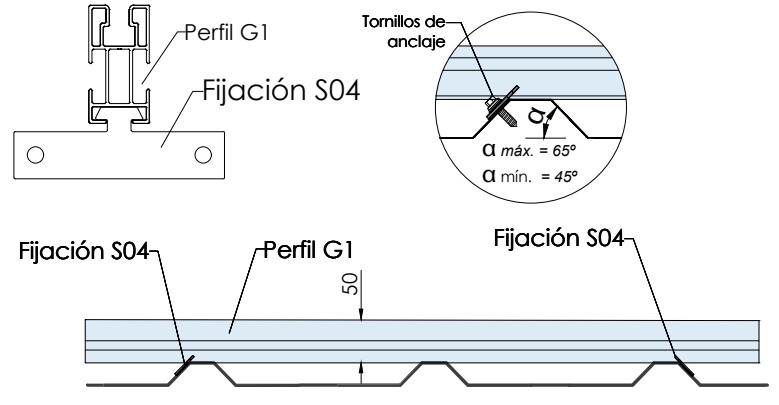
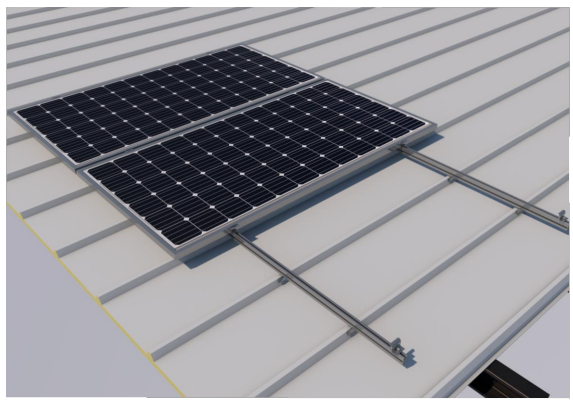
Fronius España S.L.U.
Parque Empresarial LA CARPETANIA
Miguel Faraday 2
28906 Getafe (Madrid)
España
Teléfono +34 91 649 60 40
Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
Teléfono +43 7242 241-0
Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

Ficha técnica

Soporte coplanar continuo fijación a chapa metálica

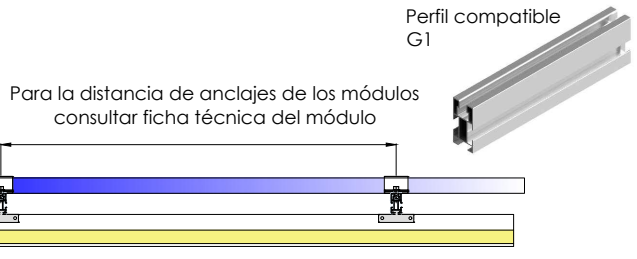
04V



- Soporte coplanar para anclaje al lateral de la chapa
- Válido para cubiertas metálicas
- La fijación incluye junta de estanqueidad y tornillos de anclaje autotaladrante con arandela de sellado sin necesidad de pretaladro.
- Valido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

Solo una fijación por greca. Las fijaciones de la parte izquierda del perfil, se ubican en el lado izquierdo de la greca hasta llegar al punto medio, a partir de aquí, a la derecha de la greca.

Carga de nieve: 40 kg/m²



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

Materiales: Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6
Tornillería presores: Acero inoxidable A2-70
Tornillería fijación: S42 Cincado autotaladrante

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

Esesor mínimo de la chapa 0,5 mm

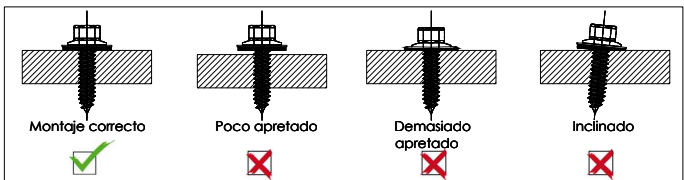
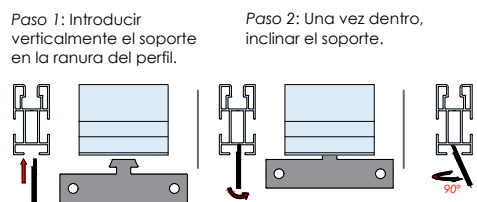
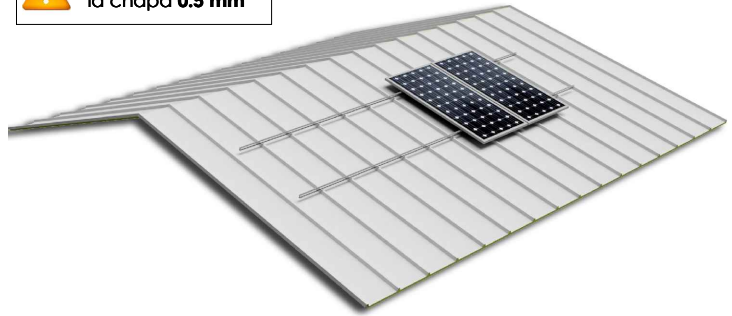
Dos opciones:

Para módulos de hasta 2279x1150 - Sistema Kit

2279x1150 **Kit** (Ver página 2)

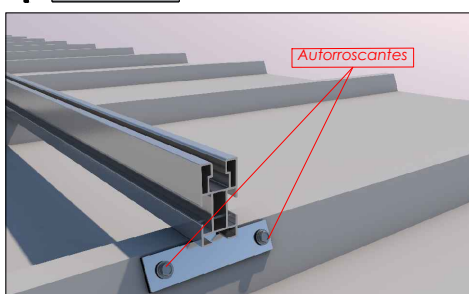
Para módulos de hasta 2400x1350 - Sistema PS

2400x1350 **PS** (Ver página 3)



Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M4.2/4.8 Hexagonal	6 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

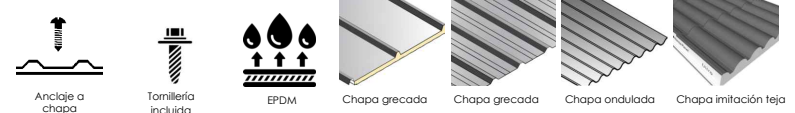


Marcado ES19/86524 CE

Herramientas necesarias:



Seguridad:



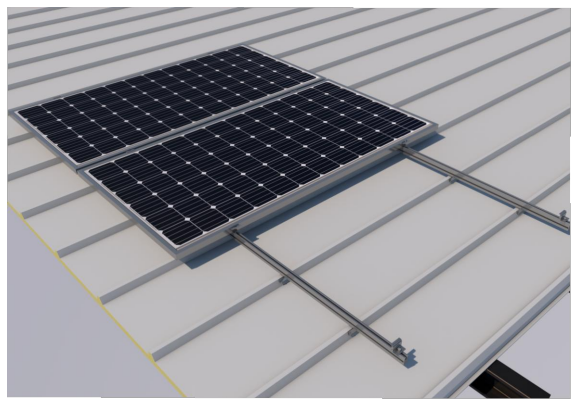
Reservado el derecho a efectuar modificaciones. Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo fijación a chapa metálica

04V

Sistema kit



- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"



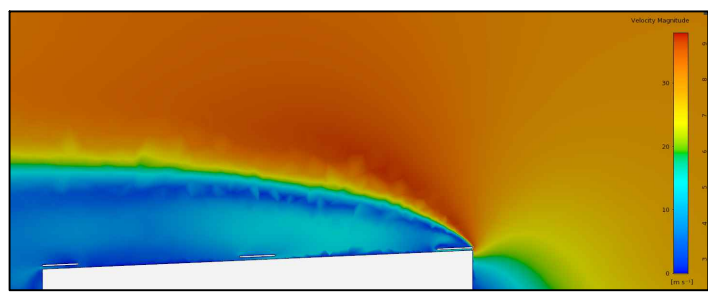
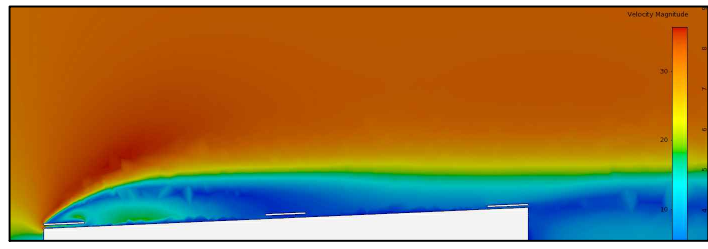
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento							
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h
2279x1150	150	150	150	150	150	150	

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

Para cumplir con las velocidades máximas admisibles de viento especificadas en la tabla 1, se deberán respetar todas las instrucciones indicadas en los planos de montaje. Se debe comprobar que los puntos de anclaje para los módulos son compatibles con las especificaciones del fabricante.

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

Ficha técnica

Fijación para anclaje directo a chapa, en el lateral de la greca

S04

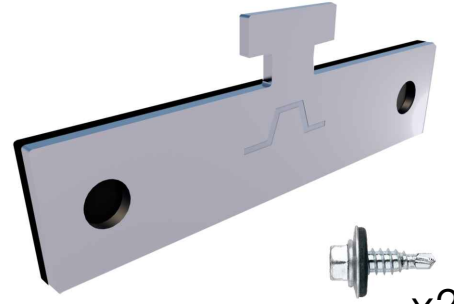
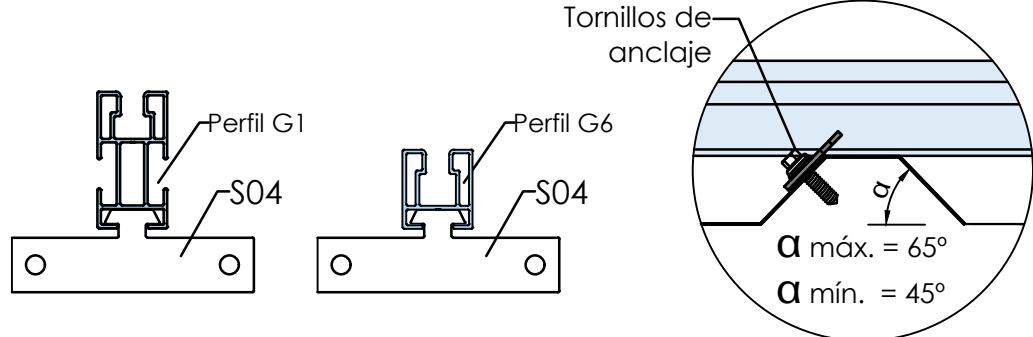


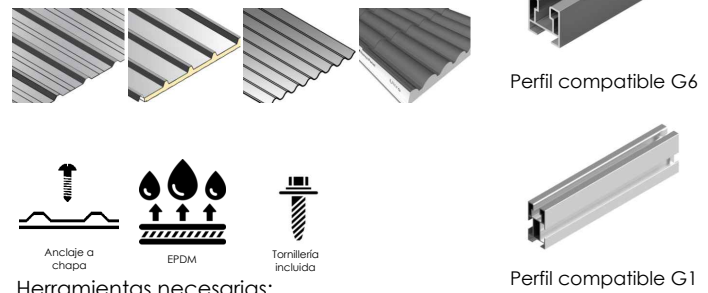
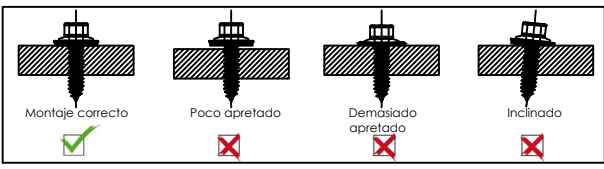
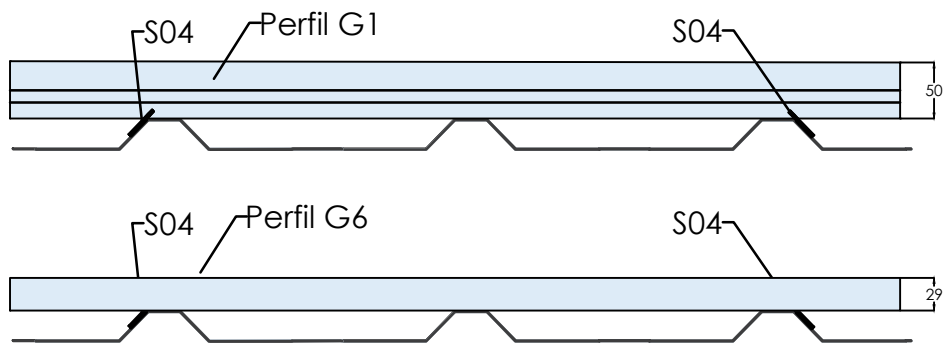
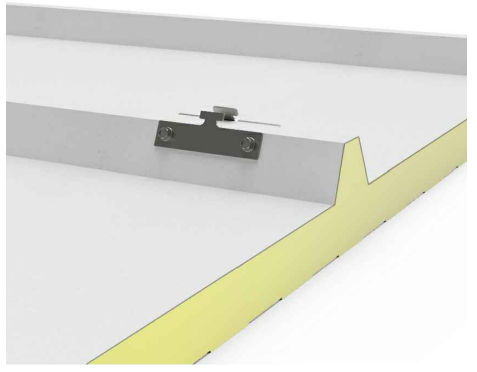
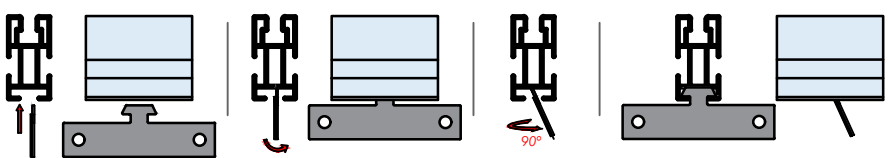
Ilustración con perfil G1

Paso 1: Introducir verticalmente el soporte en la ranura del perfil.

Paso 2: Una vez dentro, inclinar el soporte.

Paso 3: Por último, girar el soporte 90°

Espesor mínimo de la chapa **0.5 mm**



S04

Fijación para todo tipo de cubiertas metálicas.
Anclaje al lateral de la greca.

Material Magnelis ©
Incluye tornillos zincados con arandelas de sellado.
Incluye junta de estanqueidad EPDM.

Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.

Herramientas necesarias:



Par de apriete:
Tornillo 6,3 Hexagonal 10 Nm

Seguridad:



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

2. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.

2.1 Objeto

El siguiente pliego de condiciones tiene como objeto la descripción de las especificaciones técnicas del diseño, puesta en marcha y verificación de la instalación de autoconsumo conectada a red de 11,9 KW situada sobre la cubierta de la nave industrial de la empresa Famapel 2006 situada en la calle Alberic N.º 31 del polígono industrial de Guadassuar.

Quedan incluidos en el documento el diseño e instalación de la estructura de soporte de los paneles, la instalación de la red eléctrica y la verificación y puesta en marcha del conjunto de elementos que conforman la instalación fotovoltaica junto con los controles de calidad pertinentes para cada uno de los distintos componentes.

Quedaran excluidas del presente documento todas las instalaciones ajenas al montaje y puesta en marcha de la instalación fotovoltaica, así como todos los trabajos y materiales de albañilería necesarios para la realización de la instalación. Quedará también excluido del proyecto el estudio de seguridad y salud, que, aunque es necesario para un proyecto real de estas características quedará fuera del ámbito de estudio del proyecto final de carrera y sería necesario la contratación de un técnico para su realización en caso de llevarse a cabo el proyecto.

Por último, se regulará las condiciones mínimas que se deberán cumplir en calidad final de la instalación según a su rendimiento, producción e integración.

2.2 Documentación.

Los documentos de definición de las obras podrán tener por una parte carácter informativo, como son las marcas de los componentes de la instalación presentes en las fichas técnicas de los elementos o por otra parte constituir documentos contractuales, como este pliego de condiciones o los planos y presupuestos posteriores. Cualquier cambio que afecte a los documentos contractuales deberán ponerse en conocimiento de la dirección técnica para su aprobación y registro.

Si entre el presente documento y los planos de la instalación posteriormente expuestos apareciera algún tipo de contradicción prevalecerá lo marcado por el pliego de condiciones.

Por otro se actuará siempre como si los documentos mencionados en el anterior párrafo fueran conjuntos y se completaran el uno al otro, de manera que la falta de información en uno de los documentos y

presente en el otro se tendrá que ejecutar como si apareciera en ambos.

Para ámbitos económicos deberá prevalecer en primer lugar el contrato de obra, y en caso de no disponerse de esta documentación se deberá cumplir las especificaciones redactadas en el apartado 12.9 de este pliego de condiciones

2.2.1 Documentos necesarios

Tras la verificación explicada en el posterior apartado 2.8 ya realizada se deberá preparar la documentación pertinente conforme al Reglamento electrotécnico de baja tensión artículo 19 para ser entregado al titular de la instalación. Esta documentación estará compuesta:

- Planos de proyecto → Dos ejemplares
- Recomendaciones del fabricante en cuando a mantenimiento, montaje e instrucciones de funcionamiento además de información técnica complementaria de los elementos → Dos ejemplares
- Memoria de funcionamiento y mantenimiento de la instalación → Dos ejemplares
- Manuales y de utilización de equipos y software de control y visualización de la instalación → Dos ejemplares
- Todos los cuadros eléctricos con esque unifilar propio.
- Boletines, certificados y proyectos necesarios para la legalización de la explotación de la instalación

2.2.2 Contrato de obra.

El contrato de obra es uno de los más importantes en lo relativo al funcionamiento de la instalación por establecer las obligaciones y derechos a los que se comprometen tanto contratista como promotor.

Este documento deberá, en lo posible ser firmado antes del inicio de cualquier tipo de trabajo y estar correctamente redactado para evitar malas interpretaciones por alguna de las partes contratantes.

Será obligatorio que la dirección facultativa posea una copia de este documento, siendo de ayuda en las tareas de organización de trabajos por especificar todos los trabajos asociados a la contrata.

2.3 Definición y obligaciones de los agentes de la instalación.

Se define en el capítulo III de la Ley de Ordenación de la instalación (Ley 39/1999) a los agentes de la instalación como todas aquellas personas, físicas o jurídicas que intervienen en el proceso de la instalación. Todas las obligaciones vendrán determinadas por la misma ley y por el contrato específico de cada uno de ellos.

2.3.1 Promotor

Es la persona física o jurídica que de manera individual o en colectivo “decide, impulsa, programa y financia las obras de una instalación con recursos propios o ajenos para el sí mismo o para su posterior entrega a terceros”. Será de su obligación:

- Poseer la titularidad del derecho a construir sobre el solar donde se realizará la instalación.
- Elegir y contratar a los diferentes agentes de la instalación que reuniendo las condiciones de titularidad necesarias para el ejercicio de la profesión aseguran la calidad en el desarrollo de la instalación. También quedará incluida la tarea de contratar al técnico que redacte el estudio de seguridad y salud
- Proveer la proyectista de la documentación necesaria para que redacte el proyecto y autorizar las modificaciones del proyecto que puedan surgir durante el proceso de instalación al director de obra.
- Obtener las licencias administrativas necesarias para la realización de la obra y cuando esta finalice subscribir el acta de finalización de la obra.

2.3.2 Proyectista

El proyectista es la persona que por encargo del promotor este encargado de la redacción del proyecto de obra sujeto a la normativa urbanística y técnica vigente.

Un proyectista podrá delegar en otros técnicos la redacción de partes del proyecto, asumiendo en cada caso el técnico correspondiente la titularidad y responsabilidad de su proyecto.

Serán obligaciones del proyectista:

- Poseer la titulación académica y profesional de ingeniero, ingeniero técnico, arquitecto o arquitecto técnico y cumplir las condiciones necesarias para el ejercicio de la profesión.

- Redactar el proyecto de acuerdo con la normativa vigente y incluyendo toda la documentación necesaria para tramitar la licencia de obra y demás documentos administrativos,
- Incluir en el proyecto el suficiente nivel de detalle para que se puedan calcular todos los elementos presentes en la instalación, es decir, canalizaciones, estructuras, conexiones, etc.

2.3.3 Contratista

El contratista será la persona encargada de la correcta ejecución de la obra que se compromete, bajo contrato, a cumplir todas las especificaciones presentes en los documentos del proyecto en los que sea mencionado o se le haga referencia de manera directa o indirecta a el mismo a uno de los trabajos que debe desempeñar

Serán obligaciones del contratista:

- Seguir la normativa laboral y social vigente, así como, en caso de ser requerido por la dirección facultativa de la obra, proveer el libro de matrícula donde aparecerán todos los operarios que trabajen en la obra dados de alta en la seguridad social con la fecha en la que empezaron a prestar sus servicios.
- Ser conocedor y responsable de cumplir con la normativa vigente para la prevención de riesgos laborales, así como redactar el plan de seguridad ajustado al estudio de seguridad y salud y supervisar su cumplimiento de manera continuada
- Asegurarse que todos los materiales y maquinarias cumplen con las especificaciones técnicas marcadas por su diseño y para su utilización de forma correcta según las instrucciones de los proveedores.
- Estar al corriente de los pagos por material a sus proveedores y asegurarse que cumplen los plazos de entrega establecidos.
- Asegurar el inicio de las obras de la instalación en la fecha que sea fijada por la dirección facultativa de la obra, cumpliendo los plazos programados y finalizando el proyecto en el tiempo estipulado para ello salvo causas justificadas.
- Deberá residir en un lugar próximo de la instalación y no podrá ausentarse sin previo aviso a la dirección facultativa ni sin asignar un representante que cumplirá todas sus funciones bajo su responsabilidad de elección de este.
- Será el encargado de sustituir a sus operarios en caso de que el director técnico lo reclame si estos han incumplido sus

instrucciones, la normativa en materia de seguridad, son incapaces de llevar a cabo el trabajo o presentan actitudes inadecuadas para el correcto funcionamiento de la obra.

- Antes de iniciar la ejecución de la obra, si la dirección facultativa lo requiere del contratista deberá presentar muestras e información técnica detallada de los materiales que estén relacionados con el presupuesto aceptado por el director técnico, así como en caso de ser necesario sus certificados de calidad.
- Durante la ejecución de la obra y hasta el momento en que se considere finalizada deberá asegurarse que los trabajos contratados se realicen según el proyecto firmado con la calidad de los materiales necesaria para su correcto funcionamiento. Será los trabajos defectuosos de su entera responsabilidad, aunque no haya sido reprendido por el trabajo realizado hasta más adelante por el director técnico y por tanto este podrá disponer que dichos defectos sean retirados completamente y reconstruidos según lo firmado en el proyecto a cuenta del contratista siempre que sean realmente existentes dichos defectos.
- Cumplir todas las ordenes efectuadas por el director de obra y redactadas por escrito en el libro de ordenes en el cual la misma firma como concededor de dichas instrucciones.

El contratista no tendrá derecho al abono de todas aquellas obras que no estén incluidas en el proyecto a no ser que hayan sido aprobadas y certificadas por la dirección técnica.

Por otro lado, el contratista tendrá ciertos derechos fundamentales:

- Derecho a acceder al presupuesto, pliegos de condiciones, y documentos del proyecto necesarios en su contratación, pudiendo realizar copia de este bajo previa autorización del director de obra.
- Podrá solicitar a la dirección facultativa o a la persona pertinente cualquier aclaración o instrucción complementaria que necesite para la correcta interpretación el proyecto y su correcta instalación.
- Podrá disponer de los operarios, maquinaria y material necesario para el correcto funcionamiento y ritmo de trabajo según los plazos establecidos.

- Derecho a exigir al director de obra la mejora en los temas referentes al vallado, señalización y accesos de la obra por ser esta también su responsabilidad.

2.3.4 Director de obra.

Es la persona encargada de dirigir la obra en los aspectos técnicos, estéticos, urbanísticos y medioambientales conforme a las licencias de obra y el proyecto que la define. Serán obligaciones de este agente de la edificación:

- Redactar las modificaciones que se precisen para el correcto desarrollo de la obra y si es necesario comunicarse con el promotor para informar de cambios sustanciales que por necesidad afecten al proyecto.
- Asesorar al director de ejecución de la obra en todos aquellos aspectos que precisen una aclaración respecto a las especificaciones del proyecto.
- Consignar en el libro de ordenes todas aquellas soluciones que surjan en la obra respecto a problemas de interpretación del proyecto y marcar todas las indicaciones necesarias para un correcto desarrollo de los trabajos.

Durante la ejecución de la obra se considerará falta grave el incumplimiento por parte de cualquier trabajador de las ordenes o directrices marcadas por el director de obra, y este tendrá derecho a imponer al contratista la cesión del trabajador que haya cursado dicha falta.

2.3.5 Director de ejecución de la obra

Formando parte de la dirección facultativa junto al director de obra es el encargado de dirigir la ejecución material de la obra, controlando su construcción y calidad. Son obligaciones del director de ejecución de la obra:

- Verificar a pie de obra todos los materiales y maquinaria que se reciba comprobando que se ajusten a las especificaciones marcadas en el proyecto y en las fichas técnicas. Se incluye también la verificación de los certificados de calidad según los fabricantes.
- Planear de forma anticipada para cumplir los plazos establecidos los procedimientos y materiales que serán necesarios y asegurar su correcta ejecución y entendimiento conforme al proyecto y las aclaraciones técnicas complementarias que se puedan dirigir del director de obra.

- Verificar de forma continuada la correcta ejecución de los trabajos realizados y consignar en el Libro de Órdenes y Asistencias las instrucciones complementarias necesarias.
- Supervisar las pruebas que se deban realizar en materia de control de calidad y mediciones, así como informar de los resultados obtenidos.

2.3.6 Obligaciones generales o que afectan a varios agentes.

Tanto la Dirección técnicas como el contratista deberán conocer y firmar el pliego de condiciones, los presupuestos y los planos necesario para la realización de la instalación.

La dirección técnica será la única capaz de llevar a cabo modificaciones del proyecto en caso de que corresponda por necesidades de diseño o construcción. En caso de que el contratista planteará cualquier cambio en la obra que lo alejará del proyecto firmado anteriormente deberá ponerse en contacto con la dirección facultativa para que lo apruebe.

2.4 Ejecución de la obra

2.4.1 Replanteo.

Antes del inicio de las obras el director técnico de la obra o el ingeniero que el designe en su lugar y bajo sus instrucciones llevará a cabo en presencia del contratista o su representante el replanteo general de las instalaciones sobre el terreno.

El contratista por su parte estará presente y deberá hacerse cargo de todas las marcas, señales y requerimiento necesarios para poder interpretar a posteriori los elementos marcados en el replanteo y poder realizar la correcta construcción.

Una vez se realice el replanteo se deberá levantar un acta de comprobación del replanteo y será el contratista el responsable de hacerse cargo de los elementos y señales que se queden como consecuencia del replanteo

2.4.2 Inicio de la obra

Las obras se iniciarán bajo orden del contratista conforma a las fechas establecidas en el contrato pertinente (Contrato de obra) y siendo obligatorio su comunicación a la orden facultativa y por escrito con al menos tres días de antelación.

Posteriormente el director de obra deberá redactar el acta de comienzo de obra tras asegurarse que está presente toda la documentación necesaria:

- Proyecto de la instalación con sus anejos
- Licencia de obra otorgado por el órgano competente
- Planos del proyecto
- Presupuesto de materiales
- Libro de órdenes y asistencia y libro de incidencias.
- Plan de seguridad y salud aprobada por el coordinador de seguridad y comunicación.

2.4.3 Ritmo y orden de la obra

En la obra deberá realizarse los trabajos de manera adecuada para cumplir los periodos parciales de realización de cada uno de los trabajos necesarios para la completa instalación.

Todos esos trabajos se realizarán en el orden marcado por el contratista salvo que por razones técnicas expresadas por escrito por la dirección facultativa o en los mismos documentos del proyecto deban realizarse con anterioridad.

2.4.4 Recepción final de la obra

La instalación deberá quedar terminada antes del plazo acordado en el pertinente documento, en caso de que no pudiera llevarse a cabo por un caso de fuerza mayor o por algún hecho independiente a la responsabilidad del contratista y expresada por este de manera escrita, si se entiende por la dirección facultativa y por el promotor como motivo suficiente para su falta se le otorgará a este una prórroga acordada entre ambas partes estableciendo un nuevo periodo para la finalización de los trabajos.

Una vez finalizado el trabajo y las verificaciones realizadas por el contratista en primera instancia y que se mencionan en el apartado de verificación, el director de ejecución de la obra, junto con el contratista y en presencia del promotor comprobaran el estado de las obras y que cumplen las condiciones establecidas. L

Posteriormente, si cumplen la verificación, estos agentes redactaran y firmaran la documentación de finalización de la obra con todas las especificaciones necesarias, así como un manual de uso y mantenimiento de la instalación. A partir de la firma de esos documentos comenzará el plazo de garantía de la instalación

Por el lado contrario si no cumpliera la verificación se constará en acta y se le otorgará al contratista un nuevo plazo de entrega y las instrucciones necesarias por el director de obra para rectificar los defectos encontrados y realizar pasado ese plazo de tiempo una nueva verificación.

2.4.5 Garantía

La garantía del proyecto no podrá ser inferior a un año salvo en caso de desastres de fuerza mayor no contemplados en el diseño de la instalación. Durante ese periodo será obligación de contratista la subsanación de errores por defectos o vicios ocultos.

Finalizada la garantía dejará de ser obligación del contratista por su propio bolsillo la reparación de los daños producidos por el correcto uso de la instalación, pasando a ser su responsabilidad solo aquellos aspectos relacionados con la estructura o instalación del sistema.

Pasando también este tiempo se procederá a la redacción por parte del director de obra, del acta de recepción final del proyecto, con las mismas características que la documentación de finalización de la obra y asegurando el cumplimiento del periodo de garantía

2.5 Condiciones técnicas generales de la instalación

Se asegurará un grado de aislamiento eléctrico de clase II y contará con todos los elementos necesarios para garantizar la seguridad de las personas y la instalación según lo explicado en el apartado 11 del proyecto tanto en los módulos e inversores como en los conductores, cajas de conexión y todos los materiales en contacto con la instalación eléctrica.

La instalación contará con todos los elementos y características necesarios para garantizar la calidad en el suministro eléctrico y una producción superior al consumo de la instalación industrial

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no deberá en ningún caso provocar averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa aplicable.

El funcionamiento de la instalación no podrá causar condiciones peligrosas para el personal que deba realizar mantenimiento en la instalación ni para aquellos cercanos a esta.

2.6 Normativa de ejecución de los materiales

2.6.1 Normativa general de la instalación fotovoltaica.

Se deberá seguir en todo momento la normativa vigente a continuación en el presente pliego de condiciones como la expuesta anteriormente en el proyecto

- Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones
- -Técnicas Complementarias, Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002 (BOE 224 de 18 de septiembre de 2002).
- 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 3490/2000 de 29 de diciembre por el que se establece la tarifa de la prima eléctrica.
- -Resolución de 31 de mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato, tipo y modelo de la factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta la Norma Básica de la Edificación (NBE).

2.6.2 Normativa aplicada a módulos fotovoltaicos.

Todos los módulos deberán cumplir las especificaciones expresadas en:

- La norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- La norma UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, estas especificaciones deberán ser aprobadas por un laboratorio

reconocido y acreditado con el certificado oficial correspondiente.

- La norma UNE-EN 61730 para la cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.
- El código de la edificación según la directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, que aproxima la legislación de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

2.6.3 Normativa aplicada a inversores.

El inversor seleccionado deberá seguir la siguiente normativa:

- UNE-EN 61683: Que regula el procedimiento para la medida del rendimiento de los convertidores de potencia en instalaciones fotovoltaicas.
- UNE-EN 62093: Que especifica los componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos en cuanto a la cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- 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.

2.6.4 Normativa aplicada a las estructuras de soporte de los módulos

Todos los materiales y la ejecución de la estructura metálica, más concretamente de aluminio, deberá cumplir la normativa establecida en el Código técnico de la Edificación en el DB SE (seguridad estructural) referente a las acciones presentes en la edificación, que conjunto a lo indicado en la norma básica de la edificación NBE-AE-88, establece las sobrecargas de nieve y viento que deberán ser capaces de soportar la estructura de soporte de los módulos con estos módulos instalados.

Si el perfil de aluminio recibiera un tratamiento de aluminio galvanizado deberá cumplir la normativa UNE-37-501 y UNE-37-508 que señala el espesor mínimo de 80 micras de galvanizado para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

2.6.5 Normativa aplicada a los conectores eléctricos

Todos los conectores deberán seguir las directrices establecidas en el código electrotécnico de baja tensión para asegurar su identificación, correcto funcionamiento y garantizar la seguridad de la instalación y las personas que la rodean. A parte de este documento se destacan:

- ITC-BT-19: que establecerá los colores y las normas para identificar los distintos tipos de conectores.
- UNE 21.123 en cuanto a las medidas necesarias de sección y longitud de los cables de distribución eléctrica
- UNE 21.1002 sobre cables de tensión asignada inferior a 450/750 V
- UNE 23328 y UNE 20324 para las cajas de empalme y derivación

2.6.6 Normativa aplicada a los elementos de maniobra y protección.

Como parte de los elementos de protección, los interruptores magnetotérmicos deberán cumplir la normativa UNE 20347 y los interruptores diferenciales la normativa UNE 20383-75.

Los elementos de puesta a tierra deberán cumplir con lo marcado en el Real Decreto 1663/2000

2.7 Calidad y ejecución de los materiales

2.7.1 Generalidades

Las características de los materiales instalados se adecuarán a lo especificado en los distintos documentos del Proyecto siendo el principal y el referente si aparecieran discrepancias con los planos. el Pliego de condiciones.

Los materiales y equipos necesarios seguirán por tanto las indicaciones de los fabricantes o proveedores mientras no contradigan al documento anteriormente mencionado.

Ante la necesidad de cambio o compra de más material durante la ejecución de la instalación que no estaba anteriormente previsto en la contratación se deberá comunicar al proyectista para su aprobación.

Los materiales que no queden especificados en el presente documento y que se deban emplear además de lo expresado en el anterior párrafo

deberán ser de primera calidad, si no lo fueran el director técnico podría pedir su remplazo para ajustarlo a las condiciones pactadas

Todos los materiales a instalar deberán llevar impreso en un lugar visible las marcas y modelos de fabricación, que deberán ser coincidentes con el proyecto firmado o equivalente si se ha llegado a un acuerdo previo con la dirección facultativa.

Todos los materiales que se sitúen a la intemperie deberán estar protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

2.7.2 Módulos fotovoltaicos.

Los generadores fotovoltaicos deberán llevar una identificación individual del elemento en cuestión además de una etiqueta o de manera que se vea claramente y no se elimine con el tiempo el nombre del modelo y el nombre o logotipo del fabricante.

Presentarán las protecciones y diodos necesarios para evitar averías en las células fotovoltaicas o los circuitos del propio módulo.

Presentaran un grado de protección IP65 (Protección de Ingreso) según el Comité Europeo de Estandarización Electrotécnica que lo protegerla totalmente contra el polvo y contra los chorros de agua a baja potencia.

Los marcos laterales, serán de aluminio anodizado para soportar mejor los efectos de la corrosión

Todos los módulos que integren la instalación deberán ser del mismo modelo o en el caso de ser de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos.

Deberán ser iguales, además, a los módulos seleccionados y especificados en la ficha técnica, o en caso de no ser posible, deberá buscarse módulos fotovoltaicos con las mismas características técnicas y de similares dimensiones que no causen incompatibilidad entre los elementos de la instalación.

Se deberá comprobar que en los módulos la potencia máxima y la corriente de cortocircuito reales para condiciones estándar estén comprendidas en un margen de $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de la ficha técnica. Por otro lado, se considerará no válido cualquier módulo con defectos de fabricación como falta de alineación en la células o grietas y manchas en su superficie

Los módulos fotovoltaicos deberán estar garantizados por el fabricante durante al menos 10 años y presentar una garantía de rendimiento de al menos 25 años

En su instalación se conectarán los módulos en ramas de 17 módulos en serie según los planos del proyecto, a través de cables MULTICONACT MC4 o en su defecto conectores con las mismas características de aislamiento.

Los conductores de conexión se fijarán mediante bridas o similares, a la estructura del generador, se prevé la utilización de un accesorio denominado clip sujeta cables incluido en la estructura de soporte.

2.7.3 Inversor

El inversor deberá presentar una potencia de entrada variable para poder extraer la máxima potencia de los módulos a cualquier hora del día.

Deberán cumplir con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), a través de elementos de protección contra:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión o frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red eléctrica distribuidora

Al igual que los módulos, los inversores presentarán una identificación individual del elemento en cuestión además de una etiqueta o, de manera que se vea claramente y no se elimine con el tiempo, el nombre del modelo y el nombre o logotipo del fabricante.

Incluirán una etiqueta con las señalizaciones técnicas necesarias para su correcta operación.

Los inversores contarán con controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo, además de los siguientes controles manuales.

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz de corriente alterna. Podrá ser externo al inversor.

Todos los elementos de seguridad presentes en el inversor deberán coincidir con los elementos de protección descritos en el proyecto de la instalación para los dos tipos de instalación eléctrica descritos.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 65 para inversores instalados a la intemperie según el Comité Europeo de Estandarización Electrotécnica que lo protegerá totalmente contra el polvo y contra los chorros de agua a baja potencia, además deberán cumplir la legislación vigente

Los inversores deben estar garantizados para operar en condiciones ambientales mínimas de entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Estos elementos deberán estar situados en la posición indicada conforme a los planos del proyecto, en caso de no ser posible se comunicará a la dirección facultativa y no podrá ser instalado sin previa aprobación de esta

Las conexiones deberán ser realizadas conforme al manual de instalación para estos elementos que el proveedor está obligado a proporcionar. Dichas conexiones se realizarán sin tensión en la instalación y asegurándose antes de iniciar que la tensión en vacío medida en bornes en la caja de conexiones para corriente continua es inferior a la indicada por el fabricante del inversor

Dicha caja deberá estar correctamente fijada a la superficie de apoyo para asegurar que no aparezcan vibraciones

2.7.4 Estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos

Tanto el diseño y la construcción de la estructura como el sistema de fijación de los distintos módulos fotovoltaicos proporcionado con las indicaciones necesarias de montaje por el fabricante deberán permitir las dilataciones térmicas sin transmitir cargas excesivas que puedan dañar los paneles.

El tratamiento de anodizado sobre el aluminio en caso de que se haya seleccionado (criterio del promotor) deberá asegurar en la estructura la protección contra la acción de los agentes ambientales muy corrosivos, o en caso de aluminio sin tratar las acciones de agentes ambientales en zonas con ambiente normal no corrosivo.

El diseño de la estructura por parte del fabricante será ser compatible con la orientación planteada en el plano de distribución de placas y el ángulo de inclinación, en este caso al ser un soporte coplanar deberá

estar diseñado para su instalación en una cubierta de chapa sándwich con la inclinación marcada en el proyecto

La posterior varianza que pueda aparecer entre los ángulos de inclinación de las placas según los planos y según los fabricantes al terminar su montaje quedará a responsabilidad de la empresa de instalación del soporte a no ser que el material suministrado por el fabricante no coincida con lo especificado en las fichas técnicas en cuyo caso será responsabilidad del contratista por no haber realizado la correcta revisión del material que entra en la obra.

Se deberá asegurar la facilidad de montaje y desmontaje de las fijaciones que sostienen los módulos ante la posible necesidad de sustituir alguno de ellos por resultar dañados o tener algún defecto

Las fijaciones a cubierta se realizarán mediante tornillos galvanizados o tornillería específica del fabricante de la estructura si la incluye.

En el montaje se respetará las dimensiones y la localización de los elementos según los planos del proyecto.

La estructura de soporte de los módulos se fijará a la cubierta de la nave industrial utilizando la cantidad de puntos de fijación necesarios recomendados por el fabricante para mantener su garantía asegurar su resistencia ante las fuerzas meteorológicas.

Las fijaciones de los módulos sobre los perfiles de soporte, ni estos mismos deberán crear ningún tipo de sombra sobre los paneles solares.

La distancia entre las filas de módulos no podrá ser inferior a la distancia marcada en los planos del proyecto, que al ser una estructura coplanar ya es reducida.

La estructura de los paneles irá conectada a tierra a través de una pletina especial suministrada por el fabricante de la estructura especificada en el apartado correspondiente del proyecto.

2.7.5 Conductores eléctricos.

Los conectores de los polos positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán en conductos separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente.

Los conductores deberán ser de cobre y presentar la sección adecuada según el apartado de cálculos presentes en el proyecto

Los conductores de la instalación con corriente continua deberán tener la sección suficiente para asegurar que la caída de tensión se

encontrará por debajo de 1,5 %, mientras que para la parte de la instalación que funciones con corriente alterna la sección de los conectores deberá asegurar una caída de tensión inferior al 2%.

La longitud de los conectores calculada también en el apartado de cálculos del proyecto deberá ser lo suficiente extensa para no generar ningún tipo de tensión a los elementos de la instalación y estar debidamente conectados para evitar algún tipo de enganche o tropiezo de las personas que se encuentren realizando tareas de instalación o mantenimiento de los elementos.

Los conductores deberán ser instalados de manera que su conexión coincida con las conexiones y agrupaciones indicadas en los planos del proyecto, teniendo en cuenta los radios de curvatura suministrados por el fabricante.

Para una correcta localización e identificación, los cables irán numerados conforma a la numeración especificada también en los planos o siguiendo lo establecido en la ITC-BT-19 con el siguiente código de colores:

- Fase → Color marrón, negro o gris
- Cableado neutro → Color azul claro
- Cableado de protección → Color verde o amarillos

Para las conexiones de las líneas generales de la instalación que enlaza el sistema al cuadro general de conexión, como para las líneas interiores del edificio que conectan la instalación fotovoltaica con la instalación eléctrica de la nave industrial se emplearan canalizaciones fijas definidas en el reglamento eléctrico de baja tensión ITC-DBT-01.

Las canalizaciones estarán formadas por cables de cobre del tipo no propagador de incendios según la norma UNE – EN 50625 que asegurarán una emisión de humos y opacidad reducida.

El aislamiento de estos conectores o bien seguirán la norma UNE 21.123, presentando un aislamiento de 1 KV, o bien la norma UNE 21.1002 y presentaran un aislamiento de 750 situados debajo de un tubo de PVC flexible con un grado de protección IP 67, como se ha establecido en el proyecto.

Las conexiones interiores se encontrarán empotradas a las paredes de la nave industrial hasta el cuadro de conexiones general. Y los exteriores según lo definido en la parte del proyecto de instalación el corriente alterna

Se deberá colocar una cinta de señalización sobre los tubos o alguna marca identificativa que advierta de la existencia de cables. Si el cableado quedará totalmente cubierto por los tubos se deberá identificar los tubos con los mismos números o colores que el cableado, tal y como se ha señalado en uno de los apartados anteriores.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores a través empalmes o procesos similares de retorcimiento o arrollamiento de los conductores. En caso de necesitar conectar varios conectores se deberá utilizar bornes de conexión montados individualmente o en regletas de conexión.

No se permitirá el uso de conductores neutros para varios circuitos diferentes

2.7.6 Cajas de empalme y derivación.

Estos elementos deberán cumplir la normativa específica de la UNE 23328 y UNE 20324.

Deberán estar fabricadas con un material que además de ser aislante (o el material es aislante o deben estar aisladas interiormente) proteja las cajas contra la oxidación.

Su diseño presentará tapas para impedir la salida de chispas y estará aislada de manera que la inflamación de sus elementos internos no pueda continuar por los elementos adyacentes.

Deberán estar dimensionadas para poder alojar todos los conectores en su interior de manera holgada y sin esfuerzos

Al cuadro general de derivación llegaran los conectores del inversor constituidos por tres conductores de fase, uno de neutro y un conductor de protección.

El armario dispondrá de 8 módulos con cierre y se ubicará en la primera planta de la nave industrial por la imposibilidad de disponerlo en la cubierta al no tener acceso a esta de manera habitual por no ser de uso. En dicho elemento se encontrarán los elementos de maniobra, mando y protección que no se encuentren ubicados o formando parte del inversor.

2.7.7 Puesta a tierra y conductores de protección.

Las condiciones de conexión a tierra que garanticen la seguridad ante vertidos eléctricos y protejan a las personas vendrán marcadas por el

Real Decreto 1663/2000 para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación, independientemente de si pertenecen a la parte de la instalación en corriente continua o a la parte de la instalación eléctrica en corriente alterna deberán estar conectadas a una única toma a tierra, que será independiente de la toma a tierra de la empresa distribuidora tal y como se establece en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

Los conductores de protección que unirán dichas masas con la conexión a tierra deberán ser del mismo material y presentar el mismo aislamiento que los conductores activos del circuito a que corresponden. Además, se instalarán en la misma canalización.

Las conexiones de los conductores de protección se deberán realizar mediante grapas de conexión y garantizar la accesibilidad para su verificación y ensayos.

Estos elementos deberán llevar marcada las intensidades y tensiones nominales de funcionamiento, así como un indicador de desconexión.

2.7.8 Aparatos de mando, maniobra y protección.

Los aparatos de protección y mando son los elementos que cortarán la corriente máxima del circuito en caso de algún fallo y serán los indicados en la memoria descriptiva del proyecto.

La necesidad de sustituir alguno de estos elementos deberá ser remitida a la dirección facultativa que se asegurará de buscar elementos de características similares.

Estos elementos se fabricarán con materiales aislantes y sus dimensiones específicas habrán sido diseñadas para que las temperaturas no puedan alcanzar los 65 ° C en ninguna de sus secciones

Deberán permitir un número similar al de 10000 maniobras encendido y apagado a tensión de trabajo.

La conexión entre los dispositivos de protección presentes dentro del cuadro de derivación del apartado 12.7.6 se realizará de manera ordenada, procurando disponer regletas de conexionado para los conductores activos y para el conductor de protección.

Todos los elementos deberán tener sus correctas identificaciones, marcas del fabricante y grado de electrificación.

2.8 Pruebas y verificación

Será responsabilidad del contratista la verificación primera de todos los materiales de manera previa al inicio de las tareas de instalación y montaje.

En una segunda fase de verificación previa a la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica se comprobará en primer lugar de manera superficial los elementos instalados y a continuación se verificarán las características técnicas de la instalación a través de la utilización de dispositivos de medida.

2.8.1 Fase previa al inicio del montaje

Será el director de ejecución de obra el encargado de dar el visto bueno a todos los materiales y elementos antes de su instalación. Este deberá, de manera individual, revisar en tres aspectos dichos materiales.

- En primer lugar, asegurarse de manera visual que los elementos no presenten ninguna grieta o defecto en su superficie que pueda afectar al funcionamiento de este.
- En segundo lugar, comprobar, en aquellos elementos que presenten pegatinas con características técnicas, que estas coincidan con los especificado en la ficha técnica suministrada por el fabricante. En caso de no presentar estas identificaciones se deberá comprobar que presenten el nombre o logo del fabricante y su modelo.
- Asegurarse que cumplen con el Mercado CE conforme al Reglamento (UE) 305/2011, distintivo de calidad que indica que los materiales cumplen de manera verificada con alguna de las características mínimas establecidas según elemento en el que se encuentra el certificado. Las características son
 - o Correcta resistencia mecánica y estabilidad.
 - o Seguridad en caso de incendio.
 - o Higiene, salud y medio ambiente.
 - o Seguridad y accesibilidad de utilización.
 - o Protección contra el ruido.
 - o Ahorro energético y aislamiento térmico.
 - o Utilización sostenible de los recursos naturales.

En caso de detectar algún error o no cumplir la verificación se realizará la inmediata sustitución de los componentes.

2.8.2 Fase previa a la puesta en marcha

Se verificará que el material ha sido instalado conforma al reglamento correspondiente y siguiendo las directrices marcadas por los fabricantes de cada uno de los elementos utilizados.

Se verificará que ningún elemento ha sido dañado durante la instalación de manera que afecte a la seguridad de la instalación y de las personas

Empleando todas las medidas de seguridad necesarias para la persona que deba realizar esta verificación, se comprobará en los elementos de protección a una tensión de 500 a 1.000 V.:

- Las protecciones contra choques eléctricos por contactos directos o indirectos.
- Protecciones contra sobretensiones, caídas de tensión y derivaciones a tierra
- Elementos de protección manuales y automáticos como interruptores pies térmicos
- Correcta señalización de elementos los elementos de advertencia e información, así como la correcta identificación de los circuitos, fusibles, interruptores, etc.
- Buena accesibilidad y seguridad para tareas de mantenimiento.

2.8.3 Comprobaciones finales

Antes de la entrega de la instalación la empresa instaladora estará obligada a realizar una serie de mediciones para asegurarse que la instalación cumple con las características técnicas proyectadas en la memoria descriptiva del proyecto conforme a la UNE-20.460-6-62-2003 sobre verificación de instalaciones eléctricas en edificios y conforme al reglamento de comisión electrotécnica internacional IEC-61439-1-2-2009 para instalaciones de baja tensión y suministrando todo el material y personal necesario para esta tarea.

Estas mediciones se realizarán con la instalación en marcha, pero de manera aislada a la red eléctrica distribuidora, para asegurar que esta

no sea dañada si aparecer algún fallo en la instalación fotovoltaica proyectada.

- En lo referido a verificaciones a realizar en las puestas a tierra, el alcance de esta verificación está detallado en la ITC-BT-19, en la norma UNE 20460 parte 6-61, y en la ITC-BT 18, Las mediciones indicadas serán:
 - o Medida de continuidad de los conductores de protección.
 - o Medida de la resistencia de puesta a tierra.
 - o Medida de la resistencia de aislamiento de los conductores.
 - o Medida de la resistencia de aislamiento de suelos y paredes.
 - o Medida de la rigidez dieléctrica.
 - o Medida de corrientes de fuga.
- Se deberán tomar medidas de las tensiones e intensidades en todos los circuitos de distribución y cuadros de protecciones, tanto en vacío como a plena carga.
- Comprobaciones de correcto funcionamiento de interruptores y elementos de seguridad mediante muestreo de errores.
- Comprobación de señalizaciones e identificadores de todos los elementos de la instalación

En caso de algún fallo o que no se cumpla con alguna característica técnica proyectada se procederá a la realización de un estudio detallado de cada uno de los componentes para encontrar el fallo causante del problema. Una vez solucionado se deberán repetir las tres fases de verificación explicadas en el presente pliego de condiciones.

En caso de que la instalación en funcionamiento de manera aislada no ocasionará ningún fallo y cumpliera con las características proyectadas, tras esta fase se procedería a la conexión a red siguiendo las directrices indicadas por la empresa suministradora de energía.

2.9 Especificaciones económicas.

a) Todos los agentes de obra que intervengan en la instalación tendrán derecho a recibir un salario económico conforme a lo establecido en los documentos de contrata por la realización correcta del trabajo para el que se les ha contratado.

b) El contratista deberá abonar una fianza por el cumplimiento en pos del cumplimiento de sus obligaciones, la cual le será devuelta según los plazos del contrato de obra o finalizado el periodo de garantía. En caso de que el contratista se negara a la realización de alguno de los trabajos firmados anteriormente en dicho contrato, la contrata de terceros para la realización de ese trabajo correría a cargo de la fianza, aceptando el contratista esta condición con la firma del pliego de condiciones en caso de no existir el documento requerido.

c) Los presupuestos del proyecto tendrán como objetivo principal la de anticipar el coste monetario que supondrá la instalación de manera aproximada. Este documento podrá variar, en función de cambios realizados por el director de obra, ante las necesidades que vayan surgiendo en la instalación.

d) Los pagos se efectuarán por el promotor en los plazos establecidos en el documento de contrato de obra y será del importe correspondiente a la certificación del trabajo realizado por el director de ejecución de obra y una parte parcial de la liquidación final. Estos pagos no supondrán en ningún caso como documento de aceptación final del trabajo al que hacen referencia.

e) En el caso de ser necesarios trabajos complementarios que no figuran en el documento del proyecto, pero si son ordenados y firmados por la dirección facultativa, será obligación del contratista la realización de estos trabajos.

Los trabajos complementarios serán abonados por el promotor siguiendo las mismas condiciones del contrato de obra, pero por separado al resto de trabajos referenciados en el contrato de obra.

f) En el periodo de garantía no se abonarán aquellos que sean necesarios por una construcción deficiente, corriendo estos a cargo del contratista. Los trabajos de reparación por el correcto uso de las instalaciones durante el periodo de garantía serán abonados por el promotor acorde a la reparación necesaria.

g) El contratista está obligado a asegurar la obra en todo el periodo que dure su ejecución.

h) Los trabajos y materiales empleados defectuosos, así como aquellos trabajos que por no cumplir las especificaciones y ordenes sean removidos no se valoraran ni abonaran.

i) Cuando se firme la documentación de recepción final de obra, deberá firmarse también por parte del contratista y el promotor la liquidación final de obra, en la que ambas partes certifican el pago o recepción económica de todos los trabajos realizados acorde al presupuesto establecido en el contrato de obra.

3. PRESUPUESTO.

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
1 Capítulo 1: Instalación fotovoltaica				
1.1	IEF001	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 350 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 34,8 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,62 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 10.06 A, eficiencia 20.69%, 120 células monocristalinas de 1685 x 1004 x 35 mm, vidrio exterior con bajo contenido de hierro, templado, antirreflejo, transparente 3,2 mm capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado negro , dimensiones 1685 x 1004 x 35 mm mm, resistencia a la carga del viento 360 Mpa, resistencia a la carga de la nieve 5400MPa, peso 29 kg. Marca FU 350 zebra	
	mt35sol025aBl	1,000 Ud	Módulo solar Fu 350M Zebra	135,820
	mo009	0,376 h	Oficial 1ª instalador de captadores solares.	19,420
	mo108	0,376 h	Ayudante instalador de captadores solares.	17,860
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	149,840
Precio total por Ud				152,84
1.2	IEF020	Ud	Inversor trifasico Fronius Symo 12.5-3-M 12. 5 KW. Potencia máxima de entrada 18.8 Kw, Tensión máxima admisible 1000 Vcc, funcionamiento en 230V-400V, eficiencia máxima 98%, dimensiones 725x 510x 225 mm, peso 36,8 Kg. Posibilidad de conexión y montorización con sistema software, incorporación de fusibles 10A por string, descargador de tensiones y interruptor magnetotérmico. Posibilidad de conexión con sistema antivertido.	
	mt35ifg040b	1,000 Ud	Inversor trifásico Fronius Symo 12.5-3-M	3.180,000
	mo003	0,609 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mo102	0,609 h	Ayudante electricista.	17,860
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	3.202,710
Precio total por Ud				3.266,76
1.3	mtsv0	Ud	Sistema antivertido Retelec SGM360 series, actúa como contador bidireccional y controla la inyección de potencia activa a la red para que sea cero. humedad de funcionamiento 90%, protección IP 51, V nominal 3x320/400 V.	
	mo102	0,609 h	Ayudante electricista.	17,860
	mo003	0,609 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mtsv01	1,000 1	Sistema antivertido Retelec SGM360 series	48,400
Precio total por Ud				71,11
1.4	IEC020	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 40 A, esquema 1.	
	mt35cgp020aa	1,000 Ud	Caja general de protección.	30,080
	mt35cgp040h	3,000 m	Tubo de PVC liso, serie B, de 160 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	5,770
	mt35cgp040f	3,000 m	Tubo de PVC liso, serie B, de 110 mm de diámetro exterior y 3,2 mm de espesor, según UNE-EN 1329-1.	3,960
	mt26cgp010	1,000 Ud	Marco y puerta metálica con cerradura o candado, con grado de protección IK10 según UNE-EN 50102, protegidos de la corrosión y normalizados por la empresa suministradora, para caja general de protección.	113,340
	mt35www010	1,000 Ud	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,570
	mo020	0,305 h	Oficial 1ª construcción.	18,890
	mo113	0,305 h	Peón ordinario construcción.	17,670
	mo003	0,508 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mo102	0,508 h	Ayudante electricista.	17,860

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción		Total
	%	2,000	% Costes directos complementarios	204,270	4,09
			Precio total por Ud		208,36

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
2 Capítulo 2: Estructura de soporte módulos fotovoltaicos				
2.1	04V6		Kit de montaje para 6 módulos fotovoltaicos. Incorpora fijaciones atornilladas de anclaje a chapa con arandela de estanqueidad, para sujeción de perfiles de soporte y elementos de sujeción de los módulos a la superficie de soporte. Dimensiones de trasporte: 1950x200x120mm, peso 15,40 kg	
	UG1	6,000 Ud	Unión para perfiles	1,820
	t001	24,000 Ud	Tornillería para uniones	0,170
	T001	4,000 Ud	Tapa G1	0,450
	AL001	8,000 Ud	Perfil G1 1800 mm	5,870
	S04	16,000 Ud	Pletina S04 de anclaje a chapa	2,070
	S10	4,000 Ud	Presor lateral	4,300
	S42	32,000 Ud	Fijación anclaje a chapa	1,900
	S11	12,000 Ud	Presor central	5,520
Precio total por				241,12
2.2	04V5	Ud.	Kit de montaje para 5 módulos fotovoltaicos. Incorpora fijaciones atornilladas de anclaje a chapa con arandela de estanqueidad, para sujeción de perfiles de soporte y elementos de sujeción de los módulos a la superficie de soporte. Dimensiones de trasporte: 1950x200x120mm, peso 13,80 kg	
	S04	14,000 Ud	Pletina S04 de anclaje a chapa	2,070
	S10	4,000 Ud	Presor lateral	4,300
	S42	28,000 Ud	Fijación anclaje a chapa	1,900
	AL001	6,000 Ud	Perfil G1 1800 mm	5,870
	UG1	6,000 Ud	Unión para perfiles	1,820
	t001	24,000 Ud	Tornillería para uniones	0,170
	T001	4,000 Ud	Tapa G1	0,450
	AI002	2,000 Ud.	Perfil G1 900 mm	3,485
	S11	10,000 Ud	Presor central	5,520
Precio total por Ud.				213,57
2.3	UG12ud	Ud	Pack 2 unidades de unión UG1 para perfiles de aluminio G1 con su tornillería necesaria Caja 175x100x60mm Peso 0,4 kg	
Sin descomposición				7,430
Precio total redondeado por Ud				7,43

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total
3 Capítulo 3: Conexiones eléctricas y protecciones				
3.1	IEH010c	m	Cable unipolar H07ZZ-F (AS), de 2,5 mm² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado	
	mt35cun090a	1,000 m	Cable unipolar H07ZZ-F (AS) de 2,5 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado	1,75
	mo003	0,015 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mo102	0,015 h	Ayudante electricista.	17,860
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	2,310
Precio total redondeado por m				2,36
3.2	IEP021	Ud	Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.	
	mt35tte010b	1,000 Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud.	19,090
	mt35ttc010b	0,250 m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	2,980
	mt35tta040	1,000 Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,060
	mt35tta010	1,000 Ud	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	78,500
	mt35tta030	1,000 Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	48,800
	mt35tta060	0,333 Ud	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	3,710
	mt35www020	1,000 Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,220
	mo003	0,255 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mo102	0,255 h	Ayudante electricista.	17,860
	mo113	0,001 h	Peón ordinario construcción.	17,670
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	160,180
Precio total redondeado por Ud				163,38
3.3	IEP025	m	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm² de sección.	
	mt35ttc010b	1,000 m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm ² .	2,980
	mt35www020	0,100 Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,220
	mo003	0,102 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	5,080
Precio total redondeado por m				5,18
3.4	IEH010	m	Cable unipolar H07ZZ-F (AS), siendo su tensión asignada de 230/400 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-F) de 4 mm² de sección, con aislamiento de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z) y cubierta de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z).	
	mt35cun090b	1,000 m	Cable unipolar H07ZZ-F (AS) Cable unipolar H07ZZ-F (AS) de 4 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado	2,370
	mo003	0,015 h	Oficial 1ª electricista.	19,420
	mo102	0,015 h	Ayudante electricista.	17,860
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	2,930
Precio total redondeado por m				2,99

Anejo de justificación de precios

Nº	Código	Ud	Descripción	Total	
3.5	IEH010b	m	Cable multipolar H07ZZ-F (AS), siendo su tensión asignada de 230/400 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-F) de 3G6 mm² de sección, con aislamiento de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z) y cubierta de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z).		
	mt35cun090f	1,000 m	Cable multipolar H07ZZ-F (AS) de 6 mm ² de sección con aislamiento de polietileno reticulado	8,130	8,13
	mo003	0,041 h	Oficial 1ª electricista.	19,420	0,80
	mo102	0,041 h	Ayudante electricista.	17,860	0,73
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	9,660	0,19
			Precio total redondeado por m		9,85
3.6	IEO030	m	Canal protectora de PVC, color gris RAL 7035, de 16x16 mm, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, con grados de protección IP4X e IK08, 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.		
	mt35une101aa	1,000 m	Canal protectora de PVC, color gris RAL 7035, de 16x16 mm, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, con grados de protección IP4X e IK08, estable frente a los rayos UV y con buen comportamiento a la intemperie y frente a la acción de los agentes químicos, según UNE-EN 50085-1, suministrada en tramos de 2 m de longitud, con film de protección, para alojamiento de cables eléctricos y de telecomunicación.	1,870	1,87
	mo003	0,102 h	Oficial 1ª electricista.	19,420	1,98
	mo102	0,051 h	Ayudante electricista.	17,860	0,91
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	4,760	0,10
			Precio total redondeado por m		4,86
3.7	IEX050b	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, poder de corte 6 kA, curva C.		
	mt35amc023ff	1,000 Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, poder de corte 6 kA, curva C, de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 60898-1.	94,540	94,54
	mo003	0,356 h	Oficial 1ª electricista.	19,420	6,91
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	101,450	2,03
			Precio total redondeado por Ud		103,48
3.8	IEX060b	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.		
	mt35amc101bb	1,000 Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC, de 72x80x77,8 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm) y fijación a carril mediante garras, según UNE-EN 61008-1.	280,390	280,39
	mo003	0,356 h	Oficial 1ª electricista.	19,420	6,91
	%	2,000 %	Costes directos complementarios	287,300	5,75
			Precio total redondeado por Ud		293,05

Presupuesto parcial nº 1 Capítulo 1: Instalación fotovoltaica

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
1.1	Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 350 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 34,8 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,62 A, tensión en circuito abierto (Voc) 46,7 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 10.06 A, eficiencia 20.69%, 120 células monocristalinas de 1685 x 1004 x 35 mm, vidrio exterior con bajo contenido de hierro, templado, antirreflejo, transparente 3,2 mm capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado negro , dimensiones 1685 x 1004 x 35 mm mm, resistencia a la carga del viento 360 Mpa, resistencia a la carga de la nieve 5400MPa, peso 29 kg. Marca FU 350 zebra			
		Total Ud	34,000	152,84	5.196,56
1.2	Ud	Inversor trifasico Fronius Symo 12.5-3-M 12. 5 KW. Potencia máxima de entrada 18.8 Kw, Tensión máxima admisible 1000 Vcc, funcionamiento en 230V-400V, eficiencia máxima 98%, dimensiones 725x 510x 225 mm, peso 36,8 Kg. Posibilidad de conexión y monitorización con sistema software, incorporación de fusibles 10A por string, descargador de tensiones y interruptor magnetotérmico. Posibilidad de conexión con sistema antivertido.			
		Total Ud	1,000	3.266,76	3.266,76
1.3	Ud	Sistema antivertido Retelec SGM360 series, actúa como contador bidireccional y controla la inyección de potencia activa a la red para que sea cero. humedad de funcionamiento 90%, protección IP 51, V nominal 3x320/400 V.			
		Total Ud	1,000	71,11	71,11
1.4	Ud	Caja general de protección, equipada con bornes de conexión, previstas para colocar fusibles de intensidad máxima 40 A, esquema 1.			
		Total Ud	1,000	208,36	208,36
Total presupuesto parcial nº 1 Capítulo 1: Instalación fotovoltaica :					8.742,79

Presupuesto parcial nº 2 Capítulo 2: Estructura de soporte módulos fotovoltaicos

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe
2.1		<p>Kit de montaje para 6 módulos fotovoltaicos. Incorpora fijaciones atornilladas de anclaje a chapa con arandela de estanqueidad, para sujeción de perfiles de soporte y elementos de sujeción de los módulos a la superficie de soporte. Dimensiones de transporte: 1950x200x120mm, peso 15,40 kg</p>			
			Total:	4,000	241,12
2.2	Ud.	<p>Kit de montaje para 5 módulos fotovoltaicos. Incorpora fijaciones atornilladas de anclaje a chapa con arandela de estanqueidad, para sujeción de perfiles de soporte y elementos de sujeción de los módulos a la superficie de soporte. Dimensiones de transporte: 1950x200x120mm, peso 13,80 kg</p>			
			Total Ud.:	2,000	213,57
2.3	Ud	<p>Pack 2 unidades de unión UG1 para perfiles de aluminio G1 con su tornillería necesaria Caja 175x100x60mm Peso 0,4 kg</p>			
			Total Ud:	4,000	7,43
Total presupuesto parcial nº 2 Capítulo 2: Estructura de soporte módulos fotovoltaicos :					1.421,34

Presupuesto parcial nº 3 Capítulo 3: Conexiones eléctricas y protecciones

Nº	Ud	Descripción	Medición	Precio	Importe	
3.1	M	Cable unipolar H07ZZ-F (AS),de 2,5 mm ² de sección, con aislamiento de polietileno reticulado				
			Total m	40,000	2,36	94,40
3.2	Ud	Toma de tierra con una pica de acero cobreado de 2 m de longitud.				
			Total Ud	1,000	163,38	163,38
3.3	M	Conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 35 mm ² de sección.				
			Total m	90,000	5,18	466,20
3.4	M	Cable unipolar H07ZZ-F (AS), siendo su tensión asignada de 230/400 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-F) de 4 mm ² de sección, con aislamiento de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z) y cubierta de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z).				
			Total m	56,000	2,99	167,44
3.5	M	Cable multipolar H07ZZ-F (AS), siendo su tensión asignada de 230/400 V, reacción al fuego clase Cca-s1b,d1,a1, con conductor de cobre clase 5 (-F) de 3G6 mm ² de sección, con aislamiento de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z) y cubierta de compuesto reticulado a base de poliolefina libre de halógenos (Z).				
			Total m	2,000	9,85	19,70
3.6	M	Canal protectora de PVC, color gris RAL 7035, de 16x16 mm, propiedades eléctricas: aislante, no propagador de la llama, con grados de protección IP4X e IK08, 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.				
			Total m	50,000	4,86	243,00
3.7	Ud	Interruptor automático magnetotérmico, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 32 A, poder de corte 6 kA, curva C.				
			Total Ud	1,000	103,48	103,48
3.8	Ud	Interruptor diferencial instantáneo, de 4 módulos, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, poder de corte 6 kA, clase AC.				
			Total Ud	1,000	293,05	293,05
Total presupuesto parcial nº 3 Capítulo 3: Conexiones eléctricas y protecciones :					1.550,65	

Presupuesto de ejecución material

1 Capítulo 1: Instalación fotovoltaica	8.742,79
2 Capítulo 2: Estructura de soporte módulos fotovoltaicos	1.421,34
3 Capítulo 3: Conexiones eléctricas y protecciones	1.550,65
Total	11.714,78

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de **ONCE MIL SETECIENTOS CATORCE EUROS CON SETENTA Y OCHO CÉNTIMOS.**

Guadassuar, Julio de 2022
Ingeniero mecánico

Raúl Chaquet Silvestre

Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.

Capítulo	Importe
Capítulo 1 Capítulo 1: Instalación fotovoltaica	8.742,79
Capítulo 2 Capítulo 2: Estructura de soporte módulos fotovoltaicos	1.421,34
Capítulo 3 Capítulo 3: Conexiones eléctricas y protecciones	1.550,65
Presupuesto de ejecución material	11.714,78
14% de gastos generales	1.640,07
6% de beneficio industrial	702,89
Suma	14.057,74
21% IVA	2.952,13
Presupuesto de ejecución por contrata	17.009,87

Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de DIECISIETE MIL NUEVE EUROS CON OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS.

Guadassuar, Julio de 2022
Ingeniero mecánico



Raúl Chaquet Silvestre

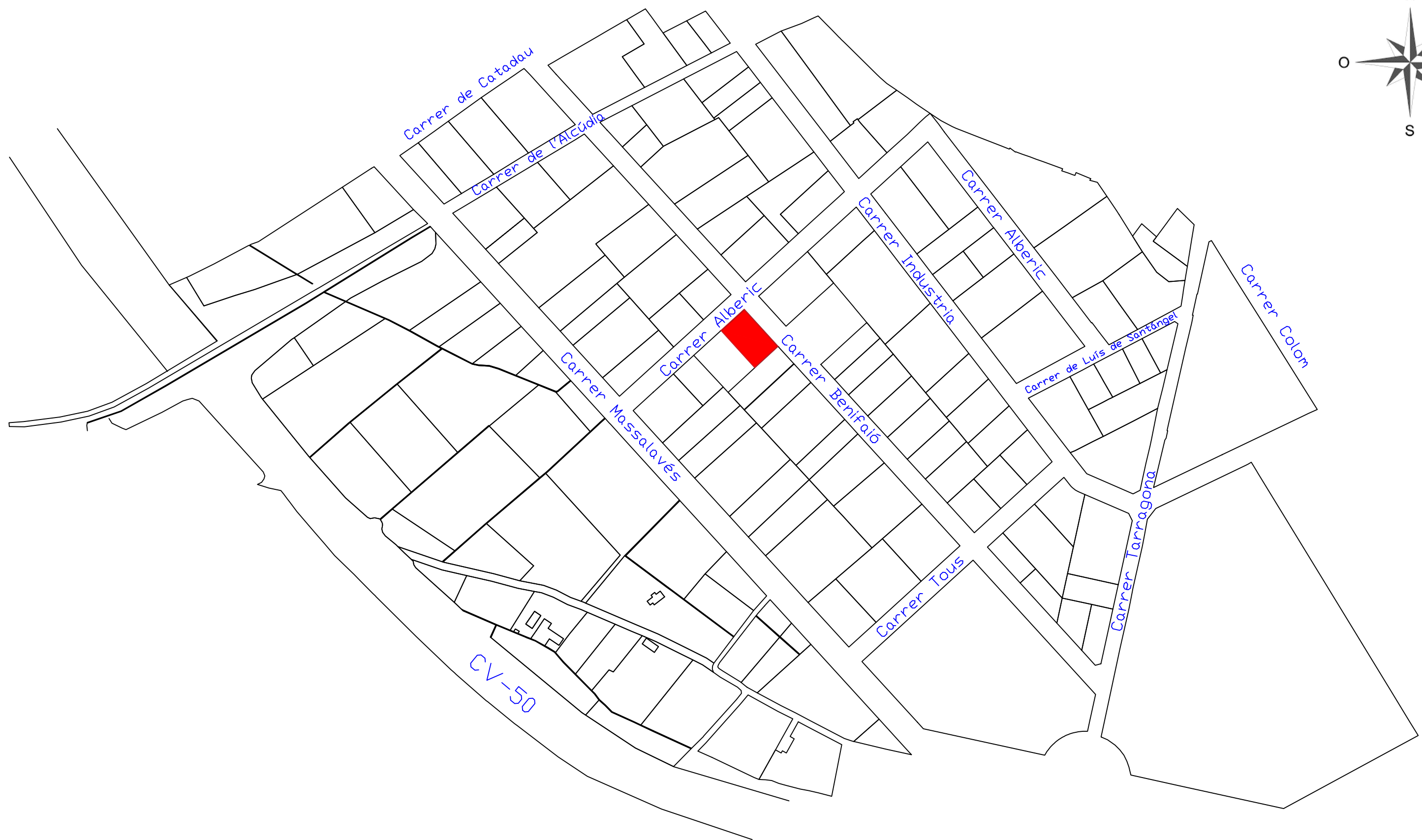
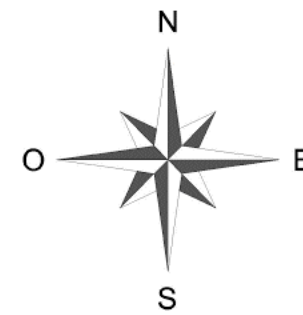
4. PLANOS.

Índice de planos:

- N.º 01: Plano de situación.
- N.º 02: Plano de emplazamiento.
- N.º 03: Plano de planta de planta baja
- N.º 04: Plano de planta de cubierta
- N.º 05: Plano de perfil y sección
- N.º 06: Esquema unifilar.



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.		Fecha: Julio de 2022
	Plano: Plano de situación	Autor: Raúl Chaquet Silvestre	Nº plano: 01
			Escala: S/E



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.

Plano: Plano de emplazamiento

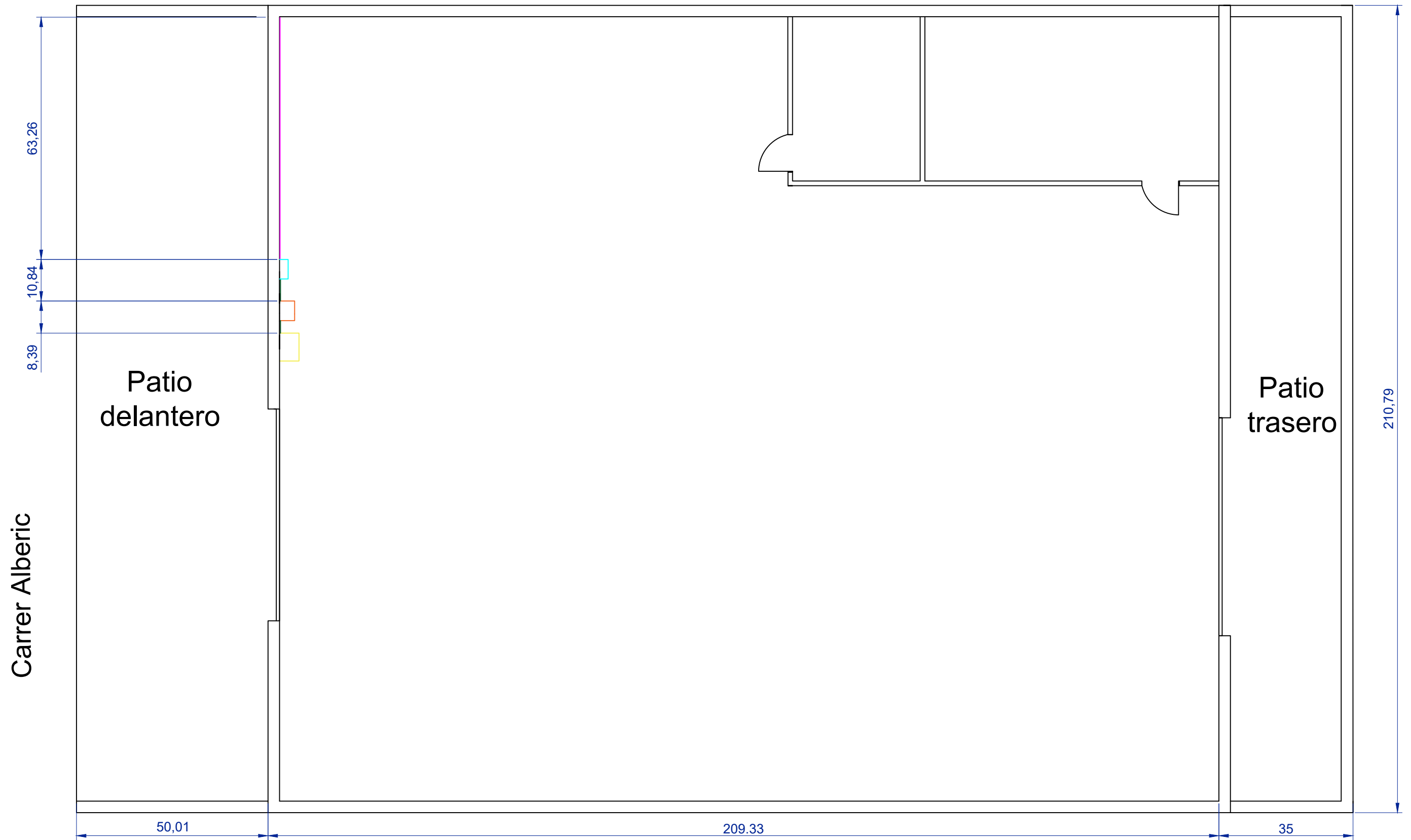
Autor: Raúl Chaquet Silvestre

Fecha: Julio de 2022

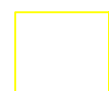
Nº plano: 02

Escala: 1/2500

Carrer Benifaió



Leyenda



Cuadro general de distribución



Inversor



Cuadro de protecciones CA



Caja de conexiones



Conectores polo negativo módulos



Conectores polo positivo módulos



Conectores CC



Conectores CA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.

Plano:
Plano de planta de planta baja

Autor:
Raúl Chaquet Silvestre

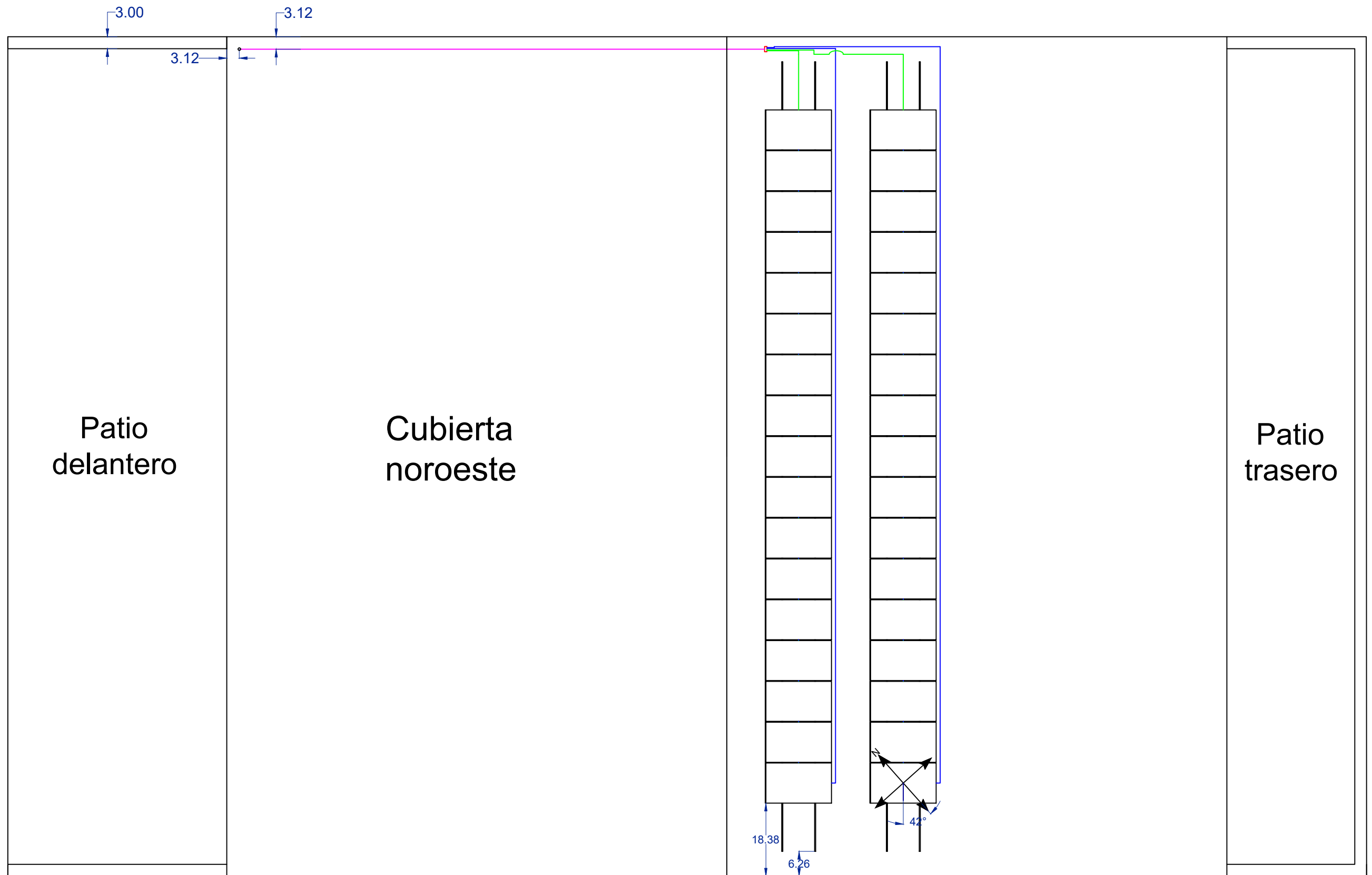
Fecha: Julio de 2022

Nº plano: 03

Escala: 1/100

Carrer Benifaió

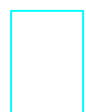
Carrer Alberic



Leyenda



Cuadro general de distribución



Inversor



Cuadro de protecciones CA



Caja de conexiones



Conectores polo negativo módulos



Conectores polo positivo módulos



Conectores CC



Conectores CA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.

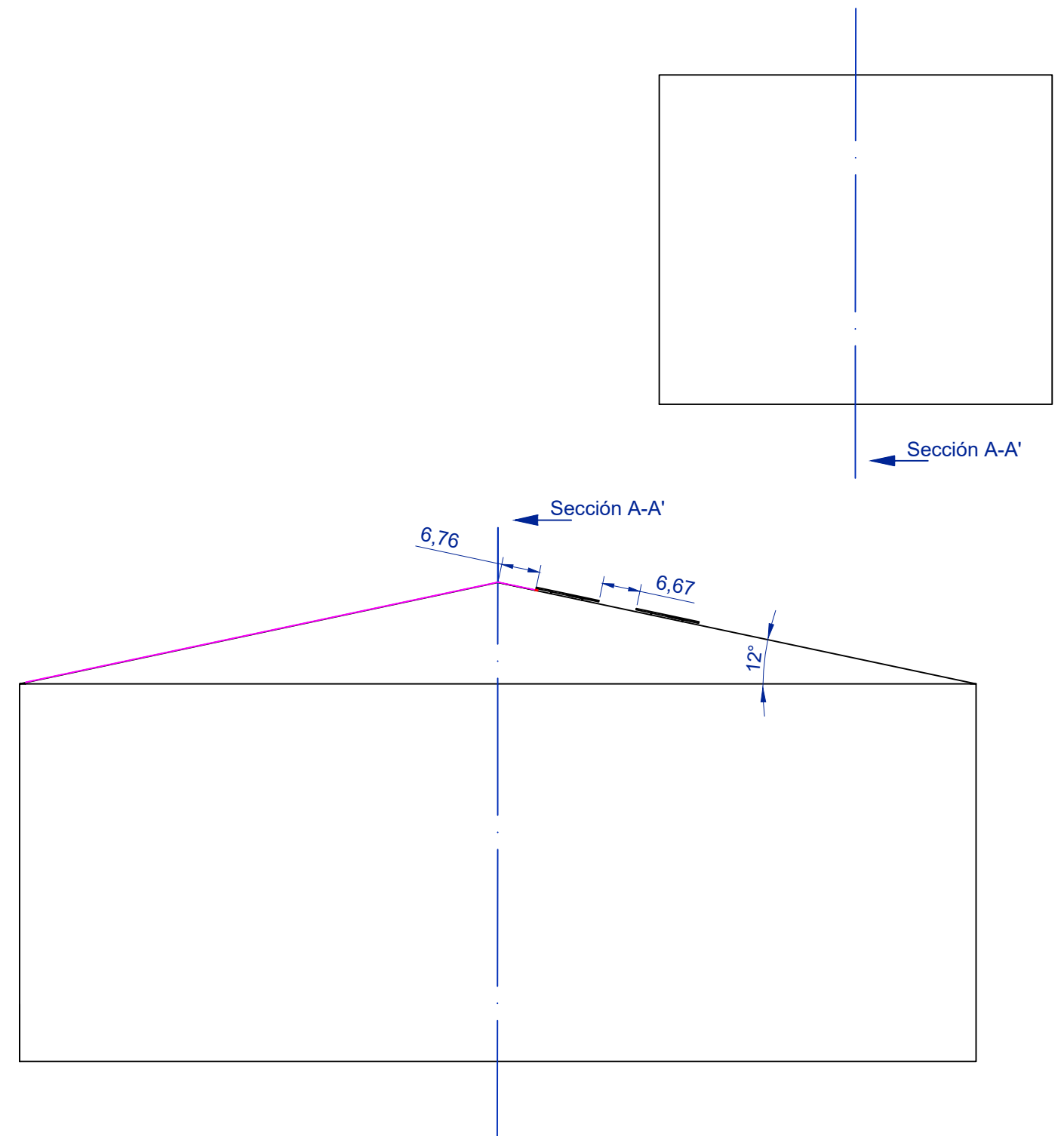
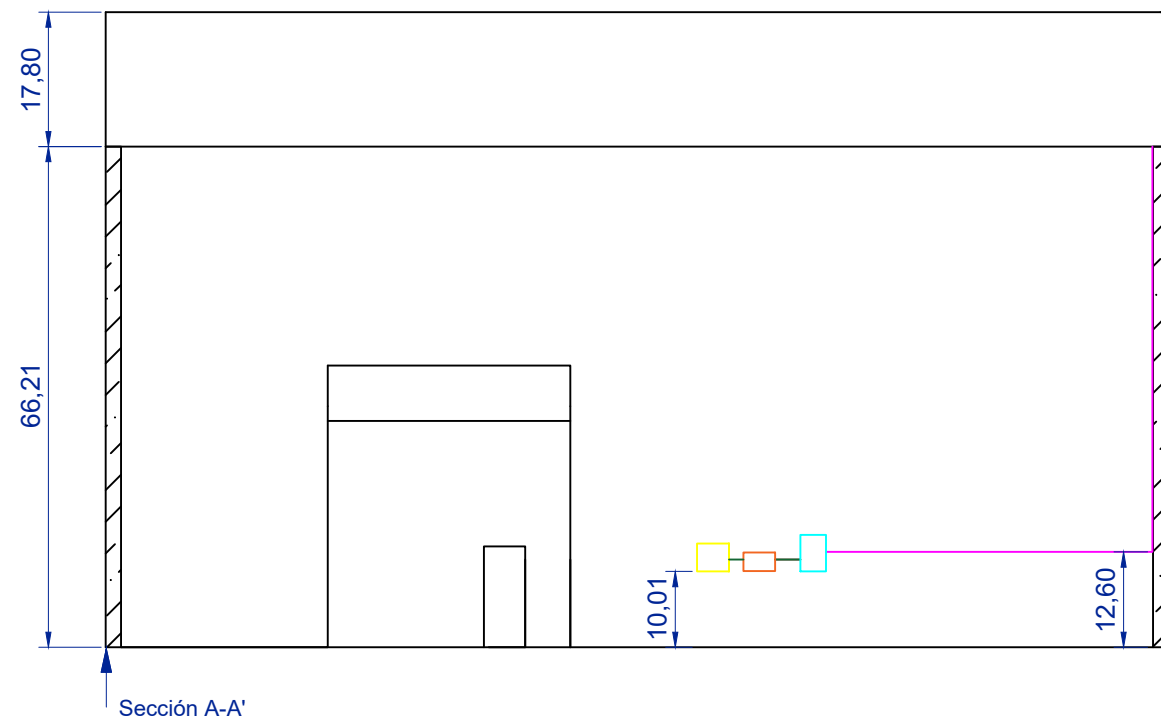
Plano: Plano de planta de la cubierta

Autor: Raúl Chaquet Silvestre

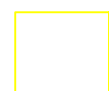
Fecha: Julio de 2022

Nº plano: 04

Escala: 1/100



Leyenda



Cuadro general de distribución



Inversor



Cuadro de protecciones CA



Caja de conexiones



Conectores polo negativo módulos



Conectores polo positivo módulos



Conectores CC



Conectores CA



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.

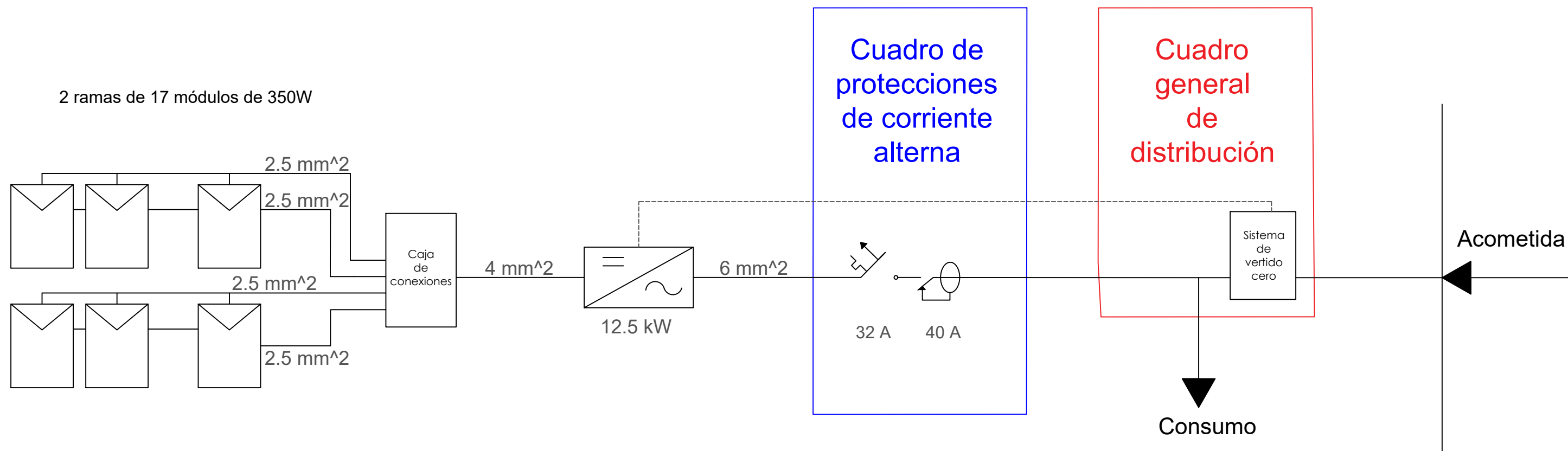
Fecha: Julio de 2022

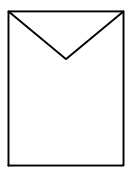
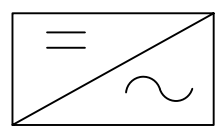
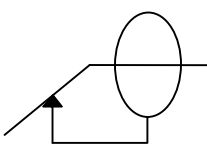
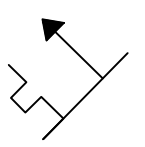
Plano:
Perfil y sección



Autor:
Raúl
Chaquet
Silvestre

Nº plano:
05

Escala:
1/150



Leyenda	
	Módulo fotovoltaico
	Inversor
	Interruptor diferencial
	Interruptor magnetotérmico

 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA  Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño	Proyecto: Estudio y diseño de una instalación fotovoltaica para nave industrial.	Fecha: Julio de 2022	
	Plano: Esquema unifilar	Autor: Raúl Chaquet Silvestre	N° plano: 06
			Escala: S/E

Bibliografía.

- <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/>
- <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/>
- <https://www.bbva.es/finanzas-vistazo/sostenibilidad/>
- <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>
- <https://solarplak.es/energia/tipos-de-instalaciones-solares-fotovoltaicas/>
- <https://informeglobal.com/tipos-de-paneles-solares/>
- <https://www.solarmat.es/blog/soportes-para-placas-solares/>
- <https://drive.google.com/file/d/1vQ8pgLe0E5kQfHqtUrcNeQncSaqXJeDI/view>
- <https://sunfer-energy.com/productos/>
- <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/estructuras-paneles-solares/>
- <https://tecnosolab.com/noticias/soporte-para-paneles-solares/>
- <https://albedosolar.com/baterias-solares-fotovoltaicas-principales-tipos-y-caracteristicas/>
- <https://www.hogarsense.es/placas-solares/tipos-baterias>
- <https://tecnosolab.com/noticias/baterias-para-energia-solar-tipos/>
- <http://www.saclimafotovoltaica.com/energia-solar/tipos-de-baterias-monoblock-agm-gel-estacionarias-de-electrolito-gelificado-o-de-litio/>
- <https://www.efcsolar.com/energia-solar-fotovoltaica/tipos-de-inversores-para-placas-solares/>
- <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/inversor-solar>
- <https://www.energyavm.es/inversores-solares-que-tipos-hay-y-como-funcionan/>
- <https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/regulador-solar>
- <https://www.mpptsolar.com/es/como-elegir-regulador-de-carga-solar.html>
- <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/componentes/regulador-solar>
- <https://autosolar.es/blog/placas-fotovoltaicas/que-mantenimiento-requiere-un-panel-solar>
- <https://autosolar.es/paneles-solares>

<https://selectra.es/autoconsumo/info/componentes/placas-solares>

<https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion>

<https://www.efcsolar.com/energia-solar-fotovoltaica/optimizadores-de-potencia-para-placas-solares/>

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

<https://autosolar.es/inversores-de-red-trifasicos/inversor-red-fronius-symo-125-3-m-125kw>

<https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>

<https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

<https://www.cadenzaelectric.com/magnetotermico-como-funciona.html>

<https://www.boe.es/buscar/legislacion.php>

http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204&lang=en

<https://climate.selectra.com/es/actualidad/precio-luz-subida>

<https://biblioteca.ucm.es/data/cont/docs/405-2016-11-18-Normas%20APA%20Sexta%20Edici%C3%B3n-2.pdf>