



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería del Diseño

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A RED PARA UNA EMPRESA DE EMBUTIDOS EN BENIEL, MURCIA

TRABAJO FINAL DE GRADO

GRADO EN ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

ALUMNO:

Escribano Orts, Jose David

TUTOR:

Orts Grau, Salvador

VALENCIA, JULIO DE 2021

RESUMEN

El presente Trabajo Final de Grado (TFG) consistirá en realizar el diseño de una instalación solar fotovoltaica para una empresa de embutidos localizada en Beniel, Murcia. Dicha instalación estará apoyada sobre la cubierta de la nave industrial de la empresa. El carácter de la instalación es de autoconsumo, en el caso de que se esté produciendo energía. Sin embargo, la conexión con la red será interconectada pues igual que se puede comprar la electricidad cuando no se produzca suficiente electricidad, todos aquellos excedentes de energía producidos por el generador fotovoltaico serán vertidos a la red con el fin de obtener beneficio económico.

Durante la realización del trabajo se tendrá como premisa la factura proporcionada por la propia empresa en la que nos basaremos para conocer el nivel de consumo eléctrico mes a mes. Todo ello, acogiéndonos a la nueva normativa española sobre autoconsumo fotovoltaico (RD 244/2019), de esta forma todo excedente de energía que genere el sistema fotovoltaico podrá ser vertido por la distribuidora en la red y así, obtener un beneficio económico.

En cuanto a la realización del diseño, se plantearán diferentes soluciones tanto de dimensionamiento como de estilo de instalación, con el fin de encontrar la propuesta más eficiente y económica.

Palabras clave: Instalación solar fotovoltaica, autoconsumo, energía excedente, conexión a red, energías renovables, PVGIS, normativa.

RESUM

El present Treball Final de Grau (TFG) consistirà a realitzar el disseny d'una instal·lació solar fotovoltaica per a una empresa d'embotits localitzada a Beniel, Múrcia. Aquesta instal·lació estarà recolzada sobre la coberta de la nau industrial de l'empresa. El caràcter de la instal·lació és d'autoconsum, en el cas que s'estiga produint energia. No obstant això, la connexió amb la xarxa serà interconnectada doncs igual que es pot comprar l'electricitat quan no es produïska suficient electricitat, tots aquells excedents d'energia produïts pel generador fotovoltaic seran abocats a la xarxa amb la finalitat d'obtindre benefici econòmic.

Durant la realització del treball es tindrà com a premissa la factura proporcionada per la pròpia empresa en la qual ens basarem per a conèixer el nivell de consum elèctric mes a mes. Tot això, acollint-nos a la nova normativa espanyola sobre autoconsum fotovoltaic (RD 244/2019), d'aquesta manera tot excedent d'energia que genere el sistema fotovoltaic podrà ser abocat per la distribuïdora en la xarxa i així, obtindre un benefici econòmic.

Quant a la realització del disseny, es plantejaran diferents solucions tant de dimensionament com d'estil d'instal·lació, amb la finalitat de trobar la proposta més eficient i econòmica.

Paraules clau: Instal·lació solar fotovoltaica, autoconsum, energia excedent, connexió a xarxa, energies renovables, PVGIS, normativa.

ABSTRACT

The present Final Degree Project consists of the design of a photovoltaic solar installation for a sausage company located in Beniel, Murcia. This installation will be supported on the roof of the company's industrial building. The nature of the installation is for self-consumption, in the event that energy is being produced. However, the connection to the grid will be interconnected, because just as electricity can be purchased when not enough electricity is produced, all surplus energy produced by the photovoltaic generator will be fed into the grid in order to obtain an economic benefit.

During the course of the work, we will use as a premise the invoice provided by the company itself, on which we will base to know the level of electricity consumption month by month. All of this, in accordance with the new Spanish regulations on photovoltaic self-consumption (RD 244/2019), so that any surplus energy generated by the photovoltaic system can be fed into the grid by the distributor and thus obtain an economic benefit.

With regard to the design, different solutions will be proposed, both in terms of sizing and installation style, in order to find the most efficient and economical proposal.

Keywords: Solar photovoltaic installation, self-consumption, surplus energy, grid connection, renewable energies, PVGIS, regulations.

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTOS DEL TRABAJO

- CAPITULO 1: MEMORIA
- CAPITULO 2: PLANOS
- CAPITULO 3: PLIEGO DE CONDICIONES
- CAPITULO 4: PRESUPUESTO
- CAPITULO 5: ANEXOS

INDICE DE LA MEMORIA

1	INTRODUCCIÓN.....	17
	1.1 Objeto del proyecto.....	17
	1.2 Alcance o justificación del proyecto.....	17
	1.3 Situación y emplazamiento.....	18
	1.4 Antecedentes.....	20
	1.5 Tipos de energías renovables.....	21
	1.6 Introducción a la energía solar fotovoltaica.....	24
	1.6.1 El efecto fotoeléctrico.....	25
	1.6.1 El efecto fotovoltaico.....	26
	1.6.2 Célula solar.....	27
	1.6.3 Panel fotovoltaico.....	28
	1.6.3.1 Tipos de paneles solares fotovoltaicos.....	29
	1.6.3.2 Curva característica.....	30
	1.7 Términos fotovoltaicos.....	32
	1.7.1 La radiación solar y la insolación.....	32
	1.7.2 La orientación.....	33
	1.7.3 Situación de la energía solar fotovoltaica en España.....	33
	1.8 Tipos de instalación solar fotovoltaica.....	35
	1.9 Aplicaciones principales de la energía solar.....	36
	1.9.1 Aplicaciones de instalaciones aisladas.....	36

1.9.2 Aplicaciones de instalaciones conectadas a la red.....	36
1.10 Componentes y materiales de la instalación	37
1.10.1 Módulo fotovoltaico	37
1.10.2 Inversor.....	39
1.10.3 Estructura Soporte	41
1.10.4 Cableado	42
1.10.5 Seguridad y protecciones.....	42
1.10.6 Puesta a tierra.....	45
1.10.7 Programa de mantenimiento	46
2 NORMATIVA SOBRE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO	47
2.1 Evolución de la legislación.....	47
2.2 Aplicación de la legislación actual	48
2.3 Tramitación para el autoconsumo de las instalaciones fotovoltaicas	51
2.3.1 Tramitación administrativa.....	51
2.3.2 Tramitación autonómica de la Región de Murcia	58
3 ESTUDIO PREVIO AL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN	60
3.1 Requisitos del sistema	60
3.1.1 Radiación disponible e inclinación de los módulos.....	63
3.2 Paneles solares.....	64
3.3 Inversor.....	66
4 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	67
4.1 Elección de la potencia a instalar	67
4.3 Alternativa 1: Generación de energía según el consumo en horas solares.....	68
4.4 Alternativa 2: Máxima generación de energía según parámetros del inversor	76
4.5 Justificación de la elección	81
5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN	84
5.1 Descripción de la instalación.....	84
5.2 Dimensionamiento del cableado.....	86
5.2.1 Cableado entre módulos y caja de conexiones del generador	86
5.2.2 Cableado entre las cajas de conexiones e inversor	89
5.2.3 Cableado entre el inversor y la caja general de protección y medida.....	91
5.2.4 Cableado entre la caja general de protección y medida y la caja de conexiones de la acometida	92
5.3 Dimensionamiento de los tubos.....	94
5.4 Dimensionamiento de las protecciones	97

5.4.1 Protecciones de corriente continua	97
5.4.1.1 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas. Fusibles.....	98
5.4.1.2 Protección frente a sobretensiones	101
5.4.2 Protecciones de corriente alterna	104
5.4.2.1 Interruptor general manual	106
5.4.2.2 Interruptor automático diferencial	107
5.4.3 Toma a tierra.....	107
6 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	112
6.1 Resumen del presupuestos.....	112
7 BIBLIOGRAFÍA	118

ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1: Emplazamiento

Plano 2: Distribución módulos

Plano 3: Esquema unifilar

ÍNDICE DEL PLIEGO DE CONDICIONES

1 OBJETO	131
2 GENERALIDADES	131
3 DEFINICIONES.....	132
3.1 Radiación solar	132
3.2 Instalaciones	133
3.3 Módulos.....	133
4 CONDICIONES DE LOS COMPONENTES Y MATERIALES	134
4.1 Generalidades	134
4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos.....	135
4.3 Estructura soporte	135
4.4 Inversores	136
4.5 Cableado	137
4.6 Conexión a red.....	138
4.7 Medidas	138
4.8 Protecciones.....	138

4.9 Puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas	139
4.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética	139
4.11 Medidas de seguridad	139
5 RECEPCIÓN Y PRUEBAS	140
6 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO...	141
6.1 Generalidades	141
6.2 Programa de mantenimiento	141
6.3 Garantías	142
6.3.1 Ámbito general de la garantía.....	142
6.3.2 Plazos.....	142
6.3.3 Condiciones económicas	143
6.3.4 Anulación de la garantía	143
6.3.5 Lugar y tiempo de la prestación	143

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1 INTRODUCCIÓN.....	147
2 PRESUPUESTO DEL TFG	147
2.1 Recursos humanos	147
2.2 Amortización ofimática	147
2.3 Presupuesto final	148
3 PRESUPUESTO TÉCNICO	148
3.1 Instalación fotovoltaica	148
3.2 Canalizaciones	151
3.3 Protecciones y conexiones.....	152
3.4 Obra civil	155
4 PRESUPUESTO PARCIAL	156
5 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)	157
6PRESUPUESTO FINAL.....	157

ÍNDICE DE ANEXOS

1 ANEXOS.....	161
---------------	-----

1.1 Proveedores de los componentes	161
1.2 Lista de catálogos	162
1.2.1 Módulo solar	163
1.2.2 Inversor	165
1.2.3 Estructura soporte	167
1.2.4 Cable tecsun H1Z2Z2-K.....	168
1.2.5 Cable afumex class 1000 V RZ1-K (AS)	170
1.2.6 Fusible gPV 10x38	173
1.2.7 Protector sobretensiones transitorias	174
1.2.8 Magnetotérmico Acti9 4P 100 A curva C	177
1.2.9 Interruptor diferencial 4P 100 A 300 mA.....	180
1.2.10 Toma a tierra pica de acero cobreado	183

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES DE LA MEMORIA

Ilustración 1. Vista frontal de las instalaciones de la empresa. (Fuente: Google Maps [2])	19
Ilustración 2. Vista aérea y superficie de la instalación de Embutidos Navarro y Robles S.L. (Fuente: Google Maps [2])	19
Ilustración 3. Vista por satélite del emplazamiento. (Fuente: Google Maps [2])	20
Ilustración 4. Energía eólica. (Fuente: factorenergía [3])	21
Ilustración 5. Energía hidráulica. (Fuente: factorenergía [3]).....	22
Ilustración 6. Biomasa. (Fuente: renovablesverdes [4])	22
Ilustración 7. Biogás (Fuente: UAM-A [5]).....	23
Ilustración 8. Energía mareomotriz (Fuente: ecologiaverde [6]).....	23
Ilustración 9. Energía geotérmica. (Fuente: lampadia [7])	24
Ilustración 10. Energía solar fotovoltaica. (Fuente: areatecnologia [8])	24
Ilustración 11. Representación de los enlaces de los átomos de silicio cuando incide radiación electromagnética sobre ellos. (Fuente: helioesfera [9]).....	25
Ilustración 12. Representación de la incidencia de diferentes radiaciones en una planca de Silicio. (Fuente: helioesfera [9])	26
Ilustración 13. Transmisión de electrones en un semiconductor PN al recibir radiación electromagnética. (Fuente: helioesfera [9])	27
Ilustración 14. Constitución de una célula solar. (Fuente: voltaika [10])	28
Ilustración 15. Esquema de la estructura interna de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Apuntes Instalaciones de energía solar fotovoltaica [11]).....	29
Ilustración 16. Curva característica I-V (verde) y P-V (azul) de un panel solar. (Fuente: [12])	31
Ilustración 17. Variación de la curva característica I-V en función de la irradiancia. (Fuente: Apuntes Instalaciones de energía solar fotovoltaica [11])	31

Ilustración 18. Variación de la curva característica I-V en función de la temperatura. (Fuente: prostarsolar [13])	31
Ilustración 19. Componentes de la radiación solar. (Fuente: sfe-solar [14])	32
Ilustración 20. Orientación de los paneles solares. (Fuente: tecnosolab [15]).....	33
Ilustración 21. Mapa de la radiación solar en Europa. (Fuente: panelessolaresbarcelona [16])	34
Ilustración 22. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España de 2007 a 2020.	34
Ilustración 23. Esquema de una instalación fotovoltaica destinada a autoconsumo con vertido a red. (Fuente: almerichestudio [19])	37
Ilustración 24. Ejemplo de factura con y sin autoconsumo donde se refleja el ahorro. (Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo IDAE [26]).....	50
Ilustración 25. Clasificación de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica. (Fuente: MUI Comunidad Autónoma de la Región de Murcia [27])	59
Ilustración 26. Histórico de consumo de la empresa entre junio de 2020 y abril de 2021.	60
Ilustración 27. Horario de invierno y de verano para una tarifa 3.0A.	61
Ilustración 28. Comparación demanda diurna y total anual.....	63
Ilustración 29. Datos estimados de la producción eléctrica solar. (Fuente: PVGIS [30])	64
Ilustración 30. Principales fabricantes de módulos fotovoltaicos. (Fuente: pannellisolarifv [31])	65
Ilustración 31. Mejores inversores solares en 2021. (Fuente: Clean Energy Reviews [32])	66
Ilustración 32. Vista lateral de las placas. Alternativa 1.	71
Ilustración 33. Datos mecánicos de la placa.	72
Ilustración 34. Disposición de las placas. Alternativa 1.	73
Ilustración 35. Vista lateral para el cálculo de las sombras. Alternativa 1.	73
Ilustración 36. Generación del sistema fotovoltaico en comparación con el consumo en horas solares. Alternativa 1.	76
Ilustración 37. Vista lateral de las placas. Alternativa 1.....	78
Ilustración 38. Disposición de las placas. Alternativa 2.	79
Ilustración 39. Generación del sistema fotovoltaico en comparación con el consumo en horas solares. Alternativa 2.	81
Ilustración 40. Diferentes tramos de la instalación.	85
Ilustración 41. Secciones normalizadas para el cable TECSUN H1Z2Z2-K y sección del cable elegida entre módulos y caja de conexiones del generador. (Fuente: Prysmian Group [33])	89
Ilustración 42. Secciones normalizadas para el cable TECSUN H1Z2Z2-K y sección elegida entre caja de conexiones del generador y el inversor. (Fuente: Prysmian Group [33])	90
Ilustración 43. Secciones normalizadas para el cable AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS) y sección elegida entre inversor y CGPM. (Fuente: Prysmian Group [34]).....	92
Ilustración 44. Secciones normalizadas para el cable AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS) y sección elegida entre CPGM y cuadro de conexiones de la acometida. (Fuente: Prysmian Group [34]).....	94

Ilustración 45. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta. (Fuente: ITC-BT-23 [37]).....	102
Ilustración 46. Esquema de un defecto fase-masa. (Fuente: casamantenimiento).....	108
Ilustración 47. Horarios de potencia y energía para cada horario. (Fuente: Aldro Energía [42])	113
Ilustración 48. Precio de la energía en €/kWh sin impuestos de la compañía eléctrica Aldro Energía.	114
Ilustración 49. Amortización de la instalación.....	117

ÍNDICE DE TABLAS DE LA MEMORIA

Tabla 1. Datos de potencia por periodos y total para cada mes.....	61
Tabla 2. Relación entre la demanda total y la demanda diurna.	62
Tabla 3. Comparación de placas solares entre fabricantes.	65
Tabla 4. Características eléctricas de la placa solar Tallmax de Trina Solar de 345 W.66	
Tabla 5. Características del inversor de Huawei de 60kW.	67
Tabla 6. Consumo en horas solares dividido en periodos.	68
Tabla 7. Consumo en horas solares por mes y el total.	68
Tabla 8. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico en kWh. Alternativa 2. (Fuente: PVGIS [30])	75
Tabla 9. Relación entre el consumo en horas solares y la generación del sistema fotovoltaico. Alternativa 1.....	75
Tabla 10. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico en kWh. Alternativa 2. (Fuente: PVGIS [30])	80
Tabla 11. Relación entre el consumo en horas solares y la generación del sistema fotovoltaico. Alternativa 2.....	81
Tabla 12. Presupuesto previo y orientativo. Alternativa 1.	82
Tabla 13. Presupuesto previo y orientativo. Alternativa 2.	82
Tabla 14. Amortización de la instalación. Alternativa 1.	83
Tabla 15. Amortización de la instalación. Alternativa 2.	84
Tabla 16. Diámetros exteriores mínimo para los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir para canalizaciones fijas en superficie. (Fuente: ITC-BT-21 [35])	95
Tabla 17. Diámetros exteriores para los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir para canalizaciones empotradas. (Fuente: ITC-BT-21 [35])	96
Tabla 18. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. (Fuente: ITC-BT-21 [35]).....	97
Tabla 19. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (Fuente: ITC-BT-21 [35])	97
Tabla 20. Diferentes categorías de sobretensiones según el nivel de tensión soportada a impulsos en kV. (Fuente: ITC-BT-23 [37]).....	102
Tabla 21. Parámetros más significativos para cada uno de los tipos de protectores de sobretensión transitoria. (Fuente: ITC-BT-23 [37])	103

Tabla 22. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Fuente: ITC-BT-18 [40]).....	109
Tabla 23. Sección de los cables de puesta a tierra para cada tramo.	109
Tabla 24. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. (Fuente: GUÍA-BT-18 [40]).....	110
Tabla 25. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. (Fuente: GUÍA-BT-18 [40]).....	111
Tabla 26. Resumen del PEM.	112
Tabla 27. Temporadas o tipos de días para la distribución de las nuevas tarifas 3.0 TD. (Fuente: Aldro Energía [42])	113
Tabla 28. Dinero generado por la instalación fotovoltaica a lo largo de 25 años.....	116
Tabla 29. Análisis económico y periodo de amortización de la instalación.....	117
Tabla 30. Resultados del VAN y TIR.....	118

ÍNDICE DE TABLAS DEL PRESUPUESTO

Tabla P 1. Partida de Recursos humanos.	147
Tabla P 2. Partida ofimática.	147
Tabla P 3. Presupuesto de ejecución material del TFG.....	148
Tabla P 4. Presupuesto final del TFG.....	148
Tabla P 5. Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico.....	148
Tabla P 6. Cuadro de precios descompuestos, inversor.	149
Tabla P 7. Cuadro de precios descompuestos, estructura soporte.....	149
Tabla P 8. Cuadro de precios descompuestos, línea monofásica tramo 1.....	149
Tabla P 9. Cuadro de precios descompuestos, línea monofásica tramo 2.....	150
Tabla P 10. Cuadro de precios descompuesto, línea trifásica tramo 3.	150
Tabla P 11. Cuadro de precios descompuesto, línea trifásica tramo 4.	151
Tabla P 12. Cuadro de precios descompuestos, canalización enterrada.....	151
Tabla P 13. Cuadro de precios, descompuesto, canalización a la acometida.	152
Tabla P 14. Cuadro de precios descompuestos, fusible 10x38 gPV.	152
Tabla P 15. Cuadro de precios descompuestos, protector sobretensiones transitorias.....	152
Tabla P 16. Cuadro de precios descompuestos, caja de conexiones.	153
Tabla P 17. Cuadro de precios descompuestos, caja de automáticos.	153
Tabla P 18. Cuadro de precios descompuestos, interruptor general manual.....	153
Tabla P 19. Cuadro de precios descompuestos, interruptor diferencial.	154
Tabla P 20. Cuadro de precios descompuestos, caja general de protección y medida.....	154
Tabla P 21. Cuadro de precios descompuestos, electrodo de toma a tierra.....	154
Tabla P 22. Cuadro de precios descompuestos, zanja tramo 3.....	155
Tabla P 23. Cuadro de precios descompuestos, zanja tramo 4.....	155
Tabla P 24. Presupuesto parcial instalación fotovoltaica.	156
Tabla P 25. Presupuesto parcial canalizaciones.	156
Tabla P 26. Presupuesto parcial protecciones y conexiones.	156
Tabla P 27. Presupuesto parcial obra civil.	156
Tabla P 28. Presupuesto de ejecución material (PEM).	157
Tabla P 29. Presupuesto final técnico instalación.	157

CAPÍTULO 1

MEMORIA

1 INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto es el de diseñar una instalación solar fotovoltaica interconectada a la red de 62,1 kW de potencia pico sobre la cubierta de una nave industrial.

La instalación fotovoltaica tiene como principal función, cubrir la demanda energética en horas solares de una empresa situada en Beniel, un municipio de la Región de Murcia. Aunque su finalidad es el autoconsumo, se encontrará conectada a la red para que todos aquellos excedentes de energía que se produzcan puedan ser vertidos, o para aquellos casos en los que no se produzca la suficiente energía a través de los paneles fotovoltaicos.

Con todo ello, se intentará reducir en medida de lo posible la dependencia energética de la empresa, con el fin de conseguir cierto grado de autoabastecimiento a la vez que se reduce el impacto ambiental, que tiene en el medio ambiente el uso de energía proveniente de energías fósiles sustituyéndolas por energías limpias.

1.2 ALCANCE O JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

En primer lugar, se comentan grosso modo las principales fuentes de energía renovables para así, exponer e introducir la tecnología fotovoltaica, su evolución a lo largo de los últimos años y la situación actual de cada componente en cuanto a normativa.

Se estudia concretamente el caso de una nave industrial en el municipio de Beniel de la Región de Murcia, esta comunidad autónoma de España generó durante el 2020 un total de 1850 GWh a través de la energía solar fotovoltaica, haciendo que sea idónea una instalación de este tipo. Se analizará, entre otros, los siguientes aspectos:

- Estudio energético y patrones de consumo de la empresa. Determinación una solución energética y económicamente adecuada a las necesidades de la empresa.
- Diseño de la instalación fotovoltaica de autoconsumo, cálculo, selección y distribución de los equipos necesarios (placas solares e inversores) así como las estructuras de soporte necesarias.
- Diseño de la instalación eléctrica. Cálculo y selección de los conductores eléctricos y de las protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas y contactos tanto directos como indirectos.

Además, la organización de las Naciones Unidas (ONU) aprobó en 2016 junto con 193 países la Agenda 2030 sobre el Desarrollo Sostenible. Esta agenda plantea una serie de metas como la eliminación de la pobreza, la paz, la igualdad o la lucha contra el cambio climático entre otras. Entre los 17 objetivos de desarrollo sostenible, en relación e importancia de este TFG, destacan los siguientes:

- Objetivo 7, energía asequible y no contaminante. Tiene como metas garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos, aumentar la proporción de energía renovable, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética gracias a la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y a las tecnologías relativas a la energía limpia.
- Objetivo 12, ciudades y comunidades sostenibles. Pretende garantizar modalidades de consumo y producción sostenible. Las metas, entre otras, permiten promover el aumento de la eficiencia energética, el uso de energía renovable, emitir menos CO_2 y generar más electricidad para los hogares.
- Objetivo 13, acción por el clima. Con el fin de adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Gracias a las diferentes instalaciones que se realicen se reducirá considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero y, por tanto, no se contribuirá en el aumento del calentamiento global.

1.3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

La empresa sobre la que se va a realizar la instalación de energía solar fotovoltaica se encuentra en la carretera Zeneta nº 92, 30130 en la población de Beniel, en la Región de Murcia. Las coordenadas espaciales son: 38° 1' 53.43" N y 0° 59' 39.07" W. La cubierta del edificio tiene aproximadamente 900 m^2 los cuales se dispondrán en su totalidad para la instalación.

Se trata de una empresa con más de 25 años de experiencia en el sector de productos elaborados, donde la actividad principal es la fabricación de lomo embuchado y panceta. Su razón de ser viene dada por el objetivo de seguir manteniendo el sabor tradicional y artesanal de los productos típicos de la huerta murciana. [1]

En las ilustraciones 1, 2 y 3 se muestra la vista frontal, la vista aérea con las medidas y la vista por satélite del lugar del emplazamiento respectivamente.



Ilustración 1. Vista frontal de las instalaciones de la empresa. (Fuente: Google Maps [2])



Ilustración 2. Vista aérea y superficie de la instalación de Embutidos Navarro y Robles S.L. (Fuente: Google Maps [2])

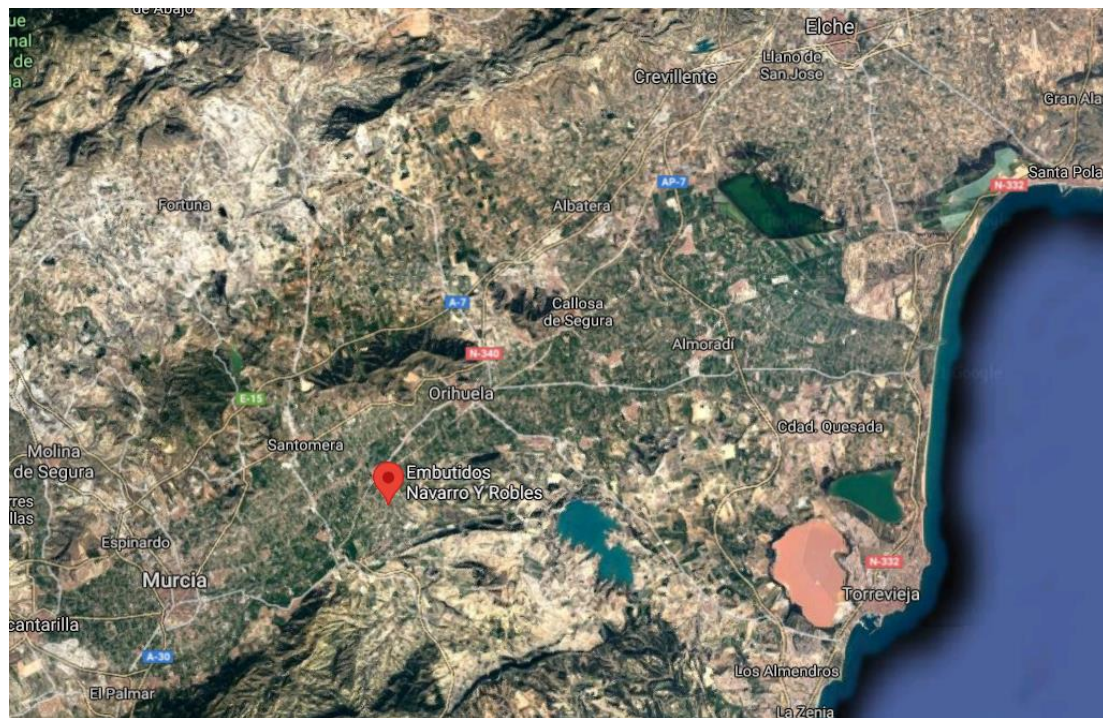


Ilustración 3. Vista por satélite del emplazamiento. (Fuente: Google Maps [2])

1.4 ANTECEDENTES

Aparte de las energías primarias como son el petróleo, el carbón y el gas natural las cuales son además de fuentes no renovables de energía y, por tanto, agotables, deterioran el medio ambiente. Es por esto, que cada año se opta por un tipo de energía más segura y mucho menos contaminante, se trata de las energías renovables y son aquellas que producen electricidad a partir del agua, el viento, el sol, etc.

En este trabajo trataremos la energía solar, esta energía proveniente del sol es recibida por el planeta en forma de radiación electromagnética. Esta energía es utilizada para transformar la energía lumínica en energía eléctrica. Entre todas las energías renovables presentes que se utilizan en España como son la energía hidráulica, eólica, geotérmica, marina, biomasa y la energía solar, si optamos poco a poco a su normalización y puesta en marcha, se podría conseguir en un futuro no muy lejano, una autonomía de las energías primarias.

Por otro lado, España, en relación con la energía solar fotovoltaica, presenta un sistema desarrollado que aprovecha en gran medida este tipo de energía gracias a la localización que tiene la península en la zona europea, siendo de los lugares con mayores horas solares. Al juntar esto con las subvenciones y ayudas que aportaban gubernamentalmente tanto España como la Unión Europea, el país se convirtió en uno de los inversores pioneros a nivel mundial en energía solar. No obstante, tras la aparición de regulaciones legislativas se redujo la evolución de esta tecnología, pero no fue hasta finales de 2018 que se aprobó el Real Decreto 15/2018 donde se anula el “impuesto al Sol” y se abre una puerta hacia el autoconsumo compartido y, finalmente, el 5 de abril de 2019 se aprueba el Real Decreto

244/2019 donde los excedentes eran compensados en la factura eléctrica por la comercializadora para las instalaciones menores de 100 kW.

Además, el impacto medioambiental que una instalación fotovoltaica supone es mínimo, pues se realizará en el tejado de una nave y no será necesaria la tala de árboles para la preparación de la zona consiguiendo de esta manera, ahorrarnos toneladas de CO_2 en el transcurso de los años.

1.5 TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

Como bien es sabido, existen diferentes tipos de energías renovables según como se utilicen los recursos que nuestro planeta nos proporciona para producir electricidad.

1. Energía Eólica

La energía eólica es la energía que se obtiene del viento. Se trata de un tipo de energía cinética producida por el efecto de las corrientes de aire. Esta energía se puede convertir en electricidad a través de un generador eléctrico.

La energía eólica se obtiene al convertir el movimiento de las palas de un aerogenerador, es decir, un generador eléctrico movido por una turbina accionada por el viento, en energía eléctrica. [3]



Ilustración 4. Energía eólica. (Fuente: factorenergía [3])

2. Energía hidráulica

La energía hidráulica también es conocida como energía hidroeléctrica y es aquella energía que aprovecha la energía cinética y potencial de las corrientes de agua al dejarla caer de manera controlada hasta un nivel inferior de la que estaba almacenada inicialmente haciendo que se mueva una turbina y, así, generando electricidad. [3]



Ilustración 5. Energía hidráulica. (Fuente: factorenergía [3])

3. Biomasa

Esta energía alternativa es una de las formas más económicas y ecológicas de generar energía eléctrica en una central térmica. Consiste en la combustión de materia orgánica que provenga de plantas, árboles y desechos animales que puedan ser convertidos en energía. Si se utiliza a gran escala puede ser sustituyente al carbón para producir energía de forma renovable. [3]

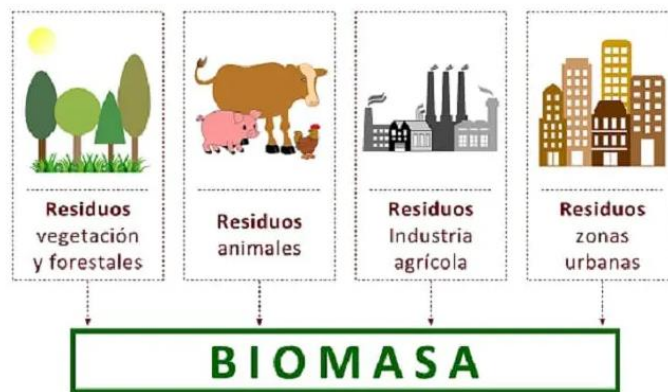


Ilustración 6. Biomasa. (Fuente: renovablesverdes [4])

4. Biogás

Se trata de una energía alternativa que está compuesta, principalmente, por dióxido de carbono y metano que se generan al biodegradar materia orgánica, mediante microorganismos, en depósitos cerrados sin oxígeno. [3]

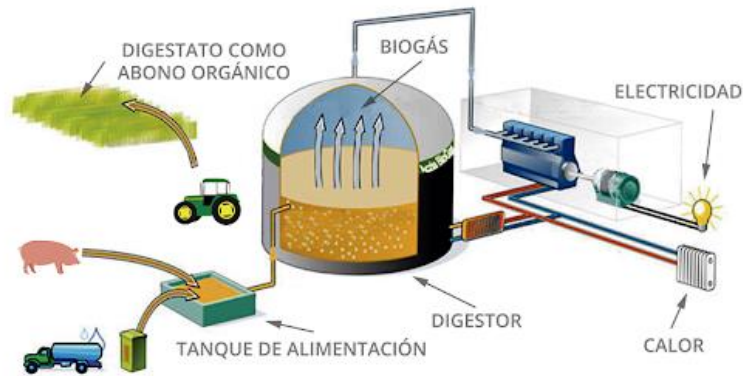


Ilustración 7. Biogás (Fuente: UAM-A [5])

5. Energía del mar

También llamada energía mareomotriz o undimotriz según si se aprovecha la fuerza de las mareas o de las olas. Puesto que utiliza el ascenso y descenso del nivel del mar y las mareas producidas por la acción gravitatoria del Sol y la Luna, los cuales son fenómenos previsibles, permite prever cuando pasarán estos movimientos para así producir electricidad. [3]

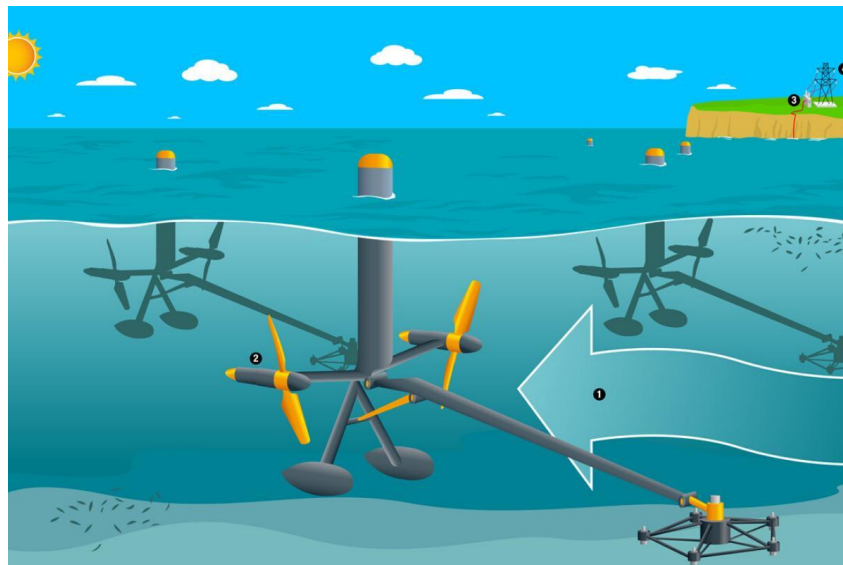


Ilustración 8. Energía mareomotriz (Fuente: ecologiaverde [6])

6. Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía que nace del centro de la Tierra, es aquella que aprovecha las altas temperaturas de yacimientos volcánicos bajo la superficie terrestre y que suben a través de las grietas de la corteza terrestre para así generar energía a través del calor. [3]

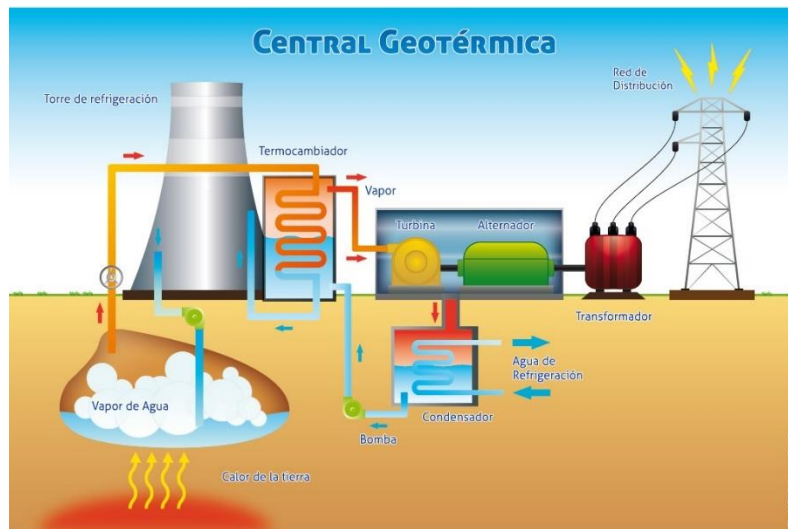


Ilustración 9. Energía geotérmica. (Fuente: lampadia [7])

7. Energía solar

La energía solar es aquella que se obtiene a partir de la radiación electromagnética del Sol. Existe la energía solar térmica que aprovecha la energía del sol para producir calor y, la energía solar fotovoltaica que consiste en obtener directamente la electricidad a partir de la radiación solar. [3]

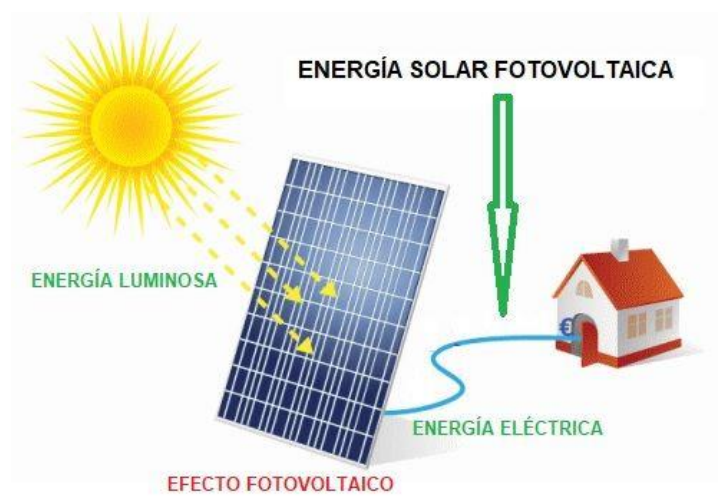


Ilustración 10. Energía solar fotovoltaica. (Fuente: areatecnologia [8])

1.6 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Como bien sabemos, la energía solar es una fuente renovable que abunda bastante en la península ibérica. Se trata de un recurso muy valioso pues es inagotable, sin embargo, no se ha aprovechado adecuadamente en España ya que cuando la demanda es demasiado

elevada se pide ayuda a Francia para que con sus centrales nucleares genere electricidad vendiéndonosla a un precio elevado.

Las tecnologías solares se clasifican en pasivas o activas según la manera de captar, convertir y distribuir la energía. Las tecnologías activas son aquellas que van referidas a los paneles solares fotovoltaicos y a los colectores térmicos y, por otro lado, las pasivas son técnicas de aprovechar la energía solar a través de la llamada arquitectura bioclimática, un principio de diseño de edificios donde, con el uso de ciertos y materiales y orientaciones, se conseguir captar la energía de manera que mantenga el edificio cálido durante la noche y evitar el calor excesivo durante las horas de más sol.

Es por esto por lo que el crecimiento de la energía fotovoltaica es, además de importante, necesario a nivel económico ya sea en forma de pequeñas instalaciones para viviendas como en macro instalaciones de cientos de MW, además, también es necesario a nivel medioambiental, pues se trata de una energía limpia y sencilla que se fabrica a partir del Silicio, un mineral muy abundante en la corteza terrestre.

Cabe añadir, que se trata de una tecnología que requiere un mantenimiento mínimo ya que las placas solares disponen de una pantalla protectora de vidrio templado que protegen a las células de agentes externos, de todas formas, es necesaria la limpieza de cualquier elemento que pueda contribuir negativamente en la generación de electricidad. Por otro lado, no dispone de partes móviles por lo que no hay un desgaste debido al rozamiento.

1.6.1 EL EFECTO FOTOELÉCTRICO

El efecto fotoeléctrico es el proceso por el cual se liberan electrones de un material debido a la incidencia de la radiación electromagnética. Cuando los fotones llegan al material en cuestión, su energía es absorbida por los electrones que hay en el material receptor haciendo que estos adquieran un nivel energético superior. Además, si ese nivel es superior al que necesitan para abandonar el semiconductor, se generará un par electrón-hueco, este hueco se comporta como una carga positiva.

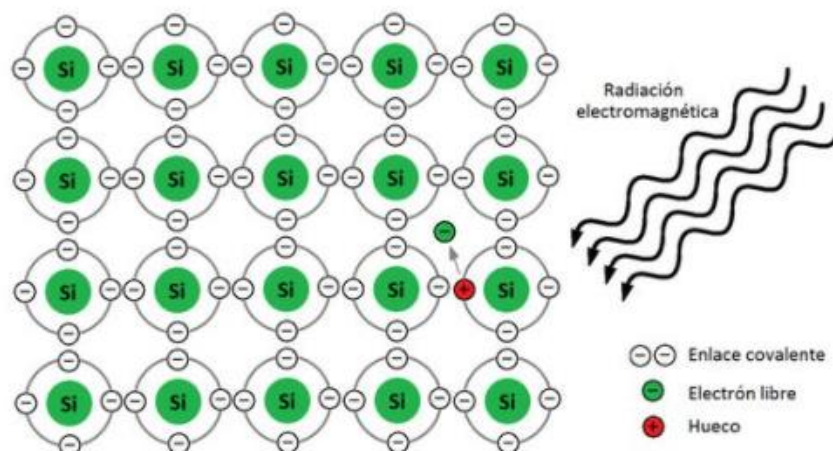


Ilustración 11. Representación de los enlaces de los átomos de silicio cuando incide radiación electromagnética sobre ellos. (Fuente: helioesfera [9])

La energía de los fotones depende de la longitud de onda de la radiación. A menor longitud de onda, mayor energía. Cada semiconductor tiene una energía mínima necesaria para romper un enlace y que aparezca un par electrón-hueco. Para el silicio, el material de las placas solares, necesitamos una energía superior de 1,12 eV, que corresponde con una longitud de onda inferior a 1.100 nm, según la fórmula: $E = h \cdot c / \lambda$, donde h es la constante de Planck ($6,626\ 070\ 15 \times 10^{-34}$ J · s) y c es la velocidad de la luz en vacío (300.000 km/s). [9]



Ilustración 12. Representación de la incidencia de diferentes radiaciones en una placa de Silicio. (Fuente: helioesfera [9])

Los huecos que se generan cuando el material semiconductor recibe radiación, hace que, como los electrones se mueven aleatoriamente, puedan llegar a ocupar otro hueco libre. Este movimiento de cargas da lugar una especie de corriente eléctrica intrínseca que carece de electricidad. [9]

1.6.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es el proceso por el cual se genera una diferencia de potencial entre dos puntos de un material cuando le incide radiación electromagnética. Al separar por un lado los electrones (cargas negativas) de los huecos (cargas positivas), obtenemos un campo eléctrico. Por lo tanto, para que se produzca el efecto fotovoltaico, ha de producirse el efecto fotoeléctrico. [9]

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores, se impurifican ciertas zonas de la siguiente manera:

- **Semiconductor extrínseco tipo N:** Se produce al dopar (introducir) en la estructura cristalina de Silicio impurezas. Estas impurezas son de un elemento con cinco electrones de valencia (uno más que el Silicio), estos elementos pueden ser Fósforo (P), Antimonio (Sb) o Arsénico (As). Este elemento que se añade forma un enlace covalente con los átomos de silicio y, para que sea estable, el electrón sobrante sale de su órbita y se queda libre aumentando la conductividad eléctrica.

- **Semiconductor extrínseco tipo P:** Se produce al dopar, en la estructura cristalina del Silicio impurezas de un elemento con tres electrones de valencia (uno menos que el Silicio), estos elementos pueden ser Boro (B), Galio (Ga) o Indio (In). El elemento que se añade solamente forma 3 enlaces covalentes por lo que se crea un hueco con un electrón del átomo de Silicio sin enlazar. Este hueco se comporta como una carga positiva y se mueve por el interior de la red cristalina.
- **Unión del semiconductor P con el N:** Al unir el semiconductor N con el semiconductor P se produce un efecto de propagación de electrones de la zona N a la zona P. Con los huecos ocurre al revés, se desplazan de la zona P a la zona N. En este movimiento de cargas, se produce una neutralización debido a la combinación de electrones y huecos. La tensión que aparece entre las zonas impide el movimiento de cargas, ya que las cargas positivas de la zona N repelen a los huecos que se acercan de la zona P y las cargas negativas de la zona P repelan a los electrones que se acercan de la zona N.

Al exponer esta última unión a radiación electromagnética por la zona N, la energía de los fotones se transmite a los electrones haciendo que se rompan los enlaces y, por tanto, dejando electrones libres. De esta manera, se incrementa la carga negativa de la zona N y, por ende, la diferencia de potencial.

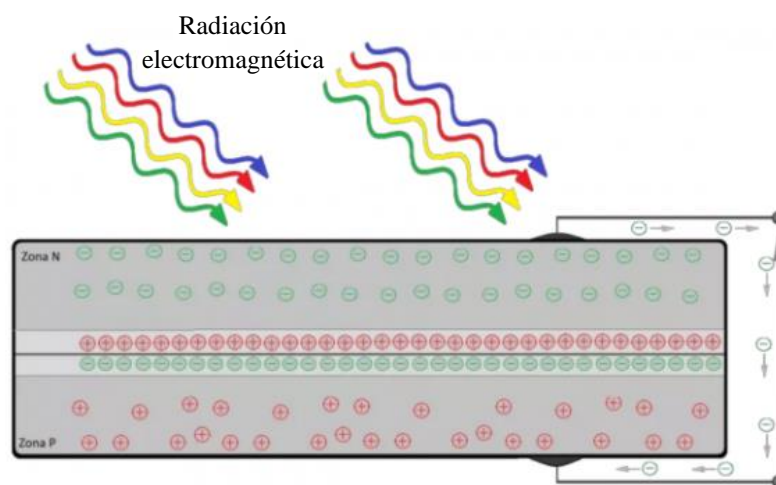


Ilustración 13. Transmisión de electrodos en un semiconductor PN al recibir radiación electromagnética. (Fuente: helioesfera [9])

1.6.2 CÉLULA SOLAR

Las células fotovoltaicas, se fabrican a partir de materiales semiconductores, como el Silicio, que hemos comentado anteriormente.

El dopaje que se utiliza es Boro para el tipo P y Fósforo para el tipo N; con Fósforo se realiza a través de una lámina metálica tipo rejilla en la cara que apunta al sol y, con Boro

se realiza en la cara opuesta, la que no entra en contacto con el sol. Entre medio se encuentra la unión P-N que favorece el equilibrio entre ambas regiones y ayuda a la separación entre ambas zonas.

Al exponer la célula al sol, se recibe la radiación electromagnética y aparece una corriente eléctrica que fluye de una capa a la otra de la célula como se puede observar en la *Ilustración 14*.

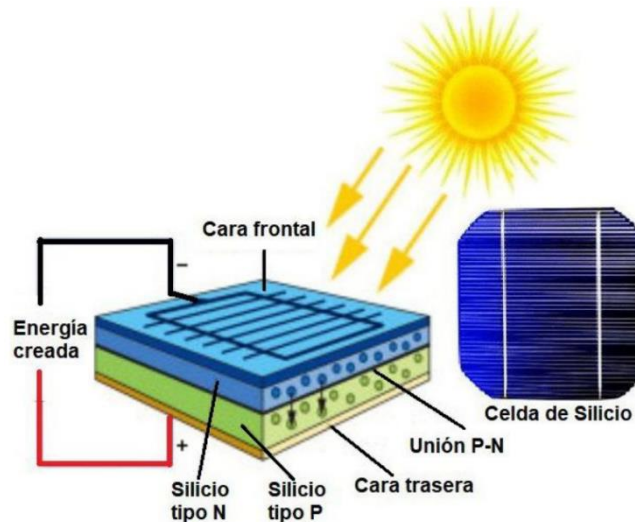


Ilustración 14. Constitución de una célula solar. (Fuente: voltaika [10])

1.6.3 PANEL FOTOVOLTAICO

Los paneles solares o fotovoltaicos están formados por varias células conectadas electrónicamente entre sí en serie y paralelo, de forma que la tensión y la corriente suministrada por el panel se incrementan hasta ajustarse al valor deseado.

De todas formas, como se observa en la *Ilustración 15* aparte del conjunto de celdas, el panel está compuesto por otros elementos que hacen posible que tenga una adecuada protección de los agentes externos y una sujeción lo suficientemente rígida para aguantar la estructura que lo soportan. Los elementos que la componen son:

- **Vidrio:** Es la cubierta frontal y suele ser de vidrio templado para proteger a las células del impacto de agentes externos y de efectos adversos del clima. Facilitan la transmisión de la radiación solar gracias a su tratamiento antirreflexivo. La superficie interior es rugosa para permitir la adherencia del encapsulante de las células.
- **Encapsulante:** Suele utilizarse un copolímero de etileno acetato de vinilo (EVA) fundido ya que al estar en contacto directo las células, es muy importante que tenga una buena transmisión a la radiación y una baja degradabilidad a la acción de los rayos solares.

- **Protección posterior:** Para fabricarla, se utiliza una lámina de PVF (fluoruro de polivinilideno). Tiene la función de prestar una gran protección frente a agentes meteorológicos además de servir como material reflexivo, haciendo que vuelvan a incidir los haces de luz que han pasado entre las grietas de las celdas.
- **Perfil de aluminio:** Como su nombre indica, está hecho de aluminio, en este caso anodizado y, asegura rigidez y estanqueidad al conjunto, normalmente lleva las perforaciones necesarias (agujero de fijación) para el montaje del panel sobre la estructura soporte.
- **Caja de terminales:** Incorpora los bornes para la conexión del módulo fotovoltaico en las instalaciones eléctricas.
- **Diodo de protección:** Impide que se formen sobrecargas producidas por sombras parciales en la superficie del módulo fotovoltaico.
- **Célula fotoeléctrica:** Se conectan entre ellas a través de la *conexión*, una cinta metálica que une la cara superior (negativo) de una célula con la cara inferior (positivo) de otra célula.

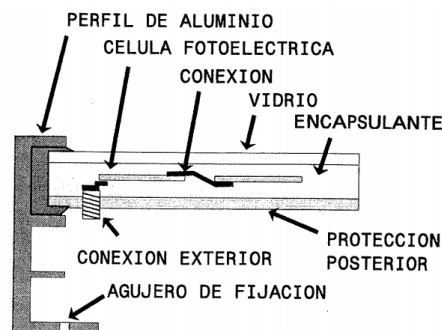


Ilustración 15. Esquema de la estructura interna de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Apuntes Instalaciones de energía solar fotovoltaica [11])

1.6.3.1 Tipos de paneles solares fotovoltaicos

Hay diferentes tipos de paneles fotovoltaicos según la tecnología que se utilice para fabricar las células de silicio:

- **Silicio monocristalino:** Estos paneles tienen una estructura cristalina uniforme que hace que sea buen conductor. Su fabricación es muy costosa y gasta mucha energía ya que se hace en lingotes cilíndricos de gran pureza dopado con Boro que se cortan en obleas. Tienen un aspecto monocromático, tono azulado oscuro y metálico. Su eficiencia está entre el 18 y el 20 %.

- **Silicio policristalino:** Tienen una estructura cristalina no uniforme que hace que disminuya el rendimiento de las células. Su fabricación es igual que la de los monocristalinos, pero con menos fases de cristalización y en moldes rectangulares por lo que es menos costoso. Su aspecto es fácilmente reconocible pues tiene distintos tonos de azul y gris metálico. Su eficiencia está entre el 16 y el 18 %.
- **Silicio amorfo:** Su estructura no es cristalina y presenta un gran número de defectos estructurales y de enlaces. Es por esto, que su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Su proceso de fabricación es muy simple y por tanto su coste es bajo, consiste en depositar una capa muy fina sobre un soporte que puede ser de vidrio o de plástico. Su aspecto presenta un color marrón homogéneo. Su eficiencia está entre el 12 y el 15 %.

Entre estos tres tipos de paneles, los más utilizados actualmente son los de silicio policristalino ya que presentan un coste de producción bajo. No obstante, cada vez se van mejorando más las técnicas de producción de los paneles monocristalinos para que, de esta manera, se logre abaratar los costes de fabricación.

Por otro lado, los paneles de silicio amorfo presentan una gran flexibilidad y se pueden adaptar a cualquier superficie y material. A pesar de su bajo rendimiento, se comportan bien ante temperaturas medianamente elevadas y bajo iluminación artificial. Este tipo de células se utiliza sobre todo en aplicaciones portables y plegables de módulos fotovoltaicos.

1.6.3.2 Curva característica

Todo panel solar fotovoltaico tiene dos curvas características, estas son conocidas como curva de intensidad-voltaje (I-V) y curva de potencia-voltaje (P-V). En ellas, se puede observar el comportamiento del panel y sus valores de intensidad y voltaje cuando se trabaja en condiciones ambientales constantes (Irradiación = 1000 W/m² y temperatura de la célula de 25 °C). [12]

En la *Ilustración 16* podemos observar ambas curvas, la I-V en verde y la P-V en azul. Si observamos la primera de estas, encontramos el valor de tensión en circuito abierto (V_{oc}) en el eje x, la cual aparece cuando la corriente es cero. Por otro lado, en el eje y, encontramos el valor de intensidad de cortocircuito (I_{sc}), esta aparece cuando la tensión es cero. También es muy importante determinar la potencia máxima del panel solar (P_{max}), esta viene dada por los valores de voltaje y corriente que aportan la máxima potencia (V_{pmax} y I_{pmax} respectivamente).

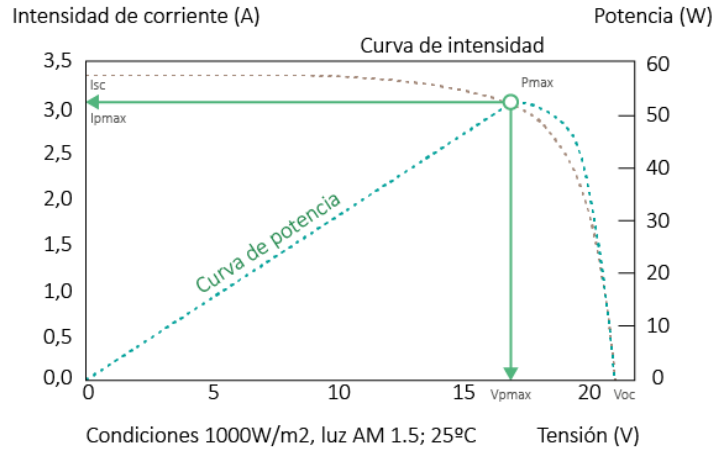


Ilustración 16. Curva característica I-V (verde) y P-V (azul) de un panel solar. (Fuente: [12])

No obstante, esta gráfica es una aproximación pues las células fotovoltaicas varían la corriente y la tensión según diversos factores como la irradiancia y la temperatura. Por un lado, la corriente máxima que la célula puede entregar depende de la irradiancia y de la superficie de la célula (*Ilustración 17*). Por otro lado, la temperatura afecta a la tensión máxima, como se puede ver en la *Ilustración 18*.

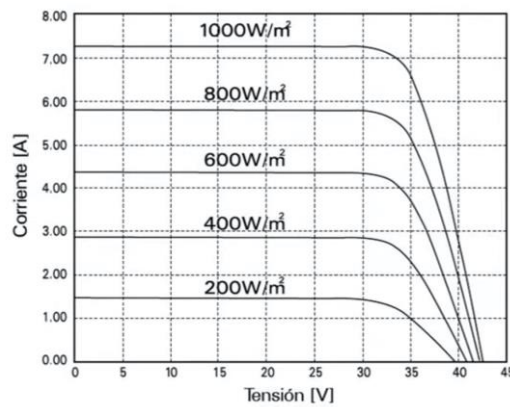


Ilustración 17. Variación de la curva característica I-V en función de la irradiancia. (Fuente: Apuntes Instalaciones de energía solar fotovoltaica [11])

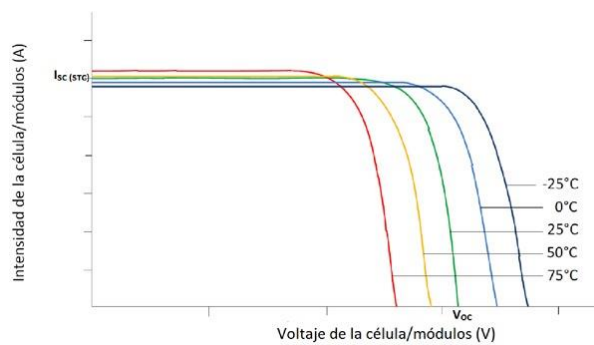


Ilustración 18. Variación de la curva característica I-V en función de la temperatura. (Fuente: prostarsolar [13])

1.7 TÉRMINOS FOTOVOLTAICOS

1.7.1 LA RADIACIÓN SOLAR Y LA INSOLACIÓN

La energía que libera el Sol es el resultado de las fusiones nucleares que se producen dentro de él. Esta energía que nos llega al planeta Tierra es la que mantiene vivo nuestro medio ambiente y es 10.000 veces mayor que toda la energía que se consume en el mundo. (AEMET)

La radiación es transferida por ondas electromagnéticas desde el Sol en todas direcciones, sin necesitar un medio en el que propagarse, son capaces de atravesar todo el espacio y llegar hasta la Tierra.

Estas ondas electromagnéticas pueden tener diferentes longitudes de onda. El conjunto de todas las longitudes de onda se denomina espectro electromagnético.

En función de cómo incidan los rayos en la Tierra, se pueden clasificar en tres componentes, como se observa en la *Ilustración 19*, de la radiación solar.

- **Directa:** Es la radiación recibida directamente desde el Sol, sin que se desvíe al atravesar la atmósfera. Es la más potente de las tres y, por tanto, la que genera sombras.
- **Difusa:** Es la radiación que sufre cambios en su dirección debido a reflexiones o difusiones ya sea en la atmósfera o en elementos naturales como las nubes.
- **Albedo:** Es la radiación directa y difusa que se percibe tras chocar sobre una superficie como el suelo. Es la menos potente de las tres y se crea mayoritariamente en zonas de montaña y nieve.



Ilustración 19. Componentes de la radiación solar. (Fuente: sfe-solar [14])

Por otro lado, también es importante tener en cuenta la insolación, es decir, el número de horas que un punto en concreto es sometido a radiación solar. A la hora de realizar la medida hay que tener en cuenta la situación geográfica, las condiciones climatológicas y la época del año. A la insolación se le conoce como la acumulación de energía promedio durante un período de tiempo.

En el lugar donde se va a realizar la instalación, la Región de Murcia, se dispone de aproximadamente 3350 horas de sol al año. Un número bastante elevado, pues en España se tiene una situación muy prestigiosa en cuanto a energía solar permitiendo que particulares y empresas tengan la posibilidad de disfrutar de instalaciones fotovoltaicas.

1.7.2 LA ORIENTACIÓN

Para poder aprovechar al máximo las horas de sol las placas solares deben de tener una orientación que apunte hacia el Sur ya que, de esta manera, la radiación solar incide perpendicularmente sobre el panel fotovoltaico.

Como se observa en la *Ilustración 20*, los paneles recibirán más radiación en invierno que en verano y, aunque de primeras suena contradictorio, es lo más rentable, pues cuando más se va a necesitar la acción solar va a ser en las épocas donde menos sol haya (invierno). De esta manera, es en la temporada de verano donde más radiación habrá, por lo que perder cierto rendimiento no va a repercutir en la empresa.

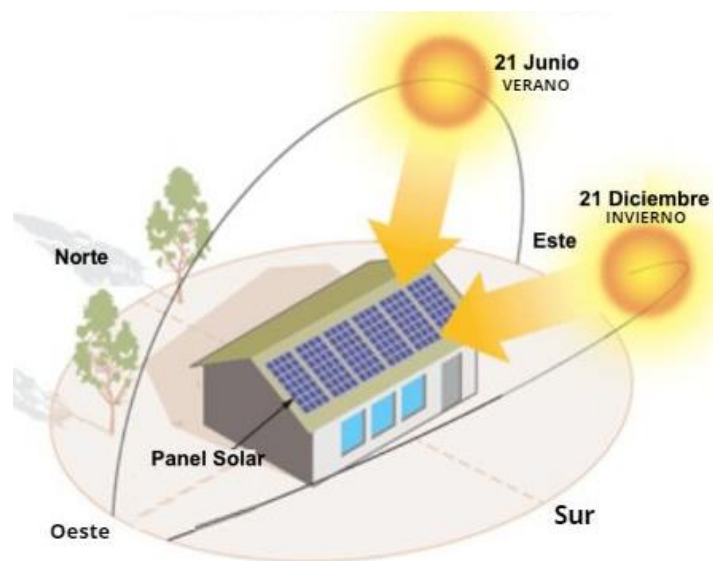


Ilustración 20. Orientación de los paneles solares. (Fuente: tecnosolab [15])

1.7.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA

Si comparamos a España con el resto de los países de Europa, podría decirse que cumple todos los requisitos para convertirse en una gran potencia de generación de energía solar fotovoltaica.

Como se puede apreciar en la *Ilustración 21* la radiación solar más elevada de toda la zona europea se encuentra en el sur de la península ibérica, Italia y Grecia. Como hemos mencionado anteriormente, otro factor muy importante son las horas de sol que se dispongan ya que cuantas más horas de luz, más energía solar se podrá captar.

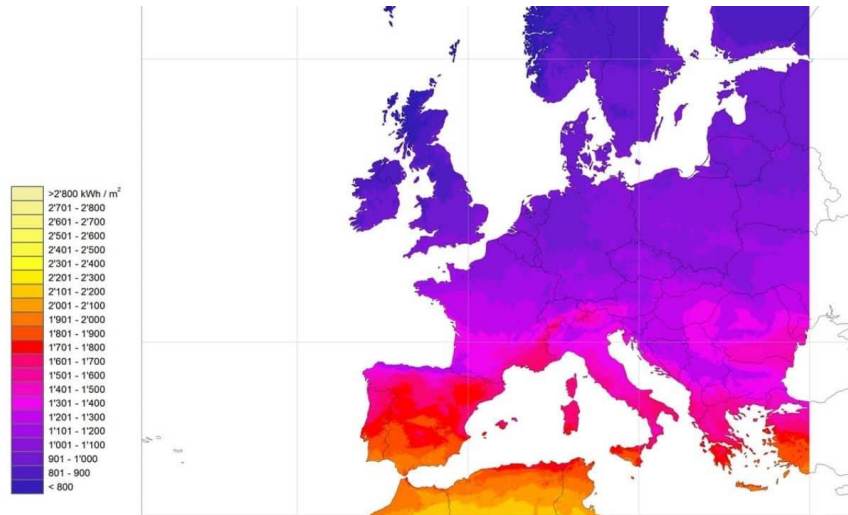


Ilustración 21. Mapa de la radiación solar en Europa. (Fuente: panelessolaresbarcelona [16])

No obstante, la historia de la energía solar fotovoltaica en España se puede entender rápidamente ya que en la *Ilustración 22* apreciamos que a pesar de haber sido uno de los primeros países del mundo en investigar a cerca de esta tecnología, sufrió un gran parón en la implantación y desarrollo debido a las circunstancias económico-políticas y no fue hasta 2019 que ha comenzado a recuperarse.

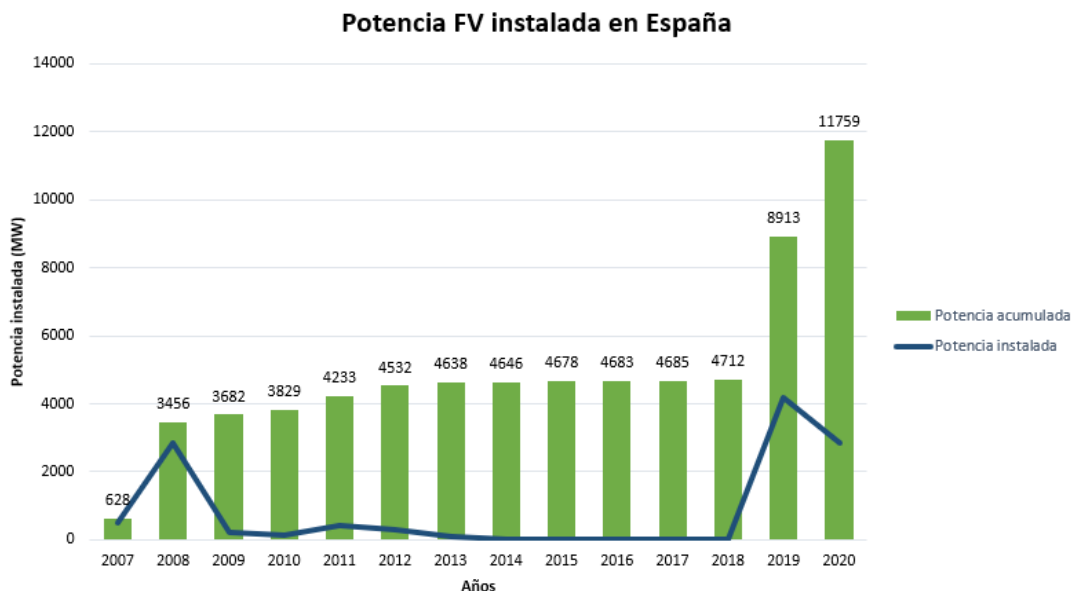


Ilustración 22. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España de 2007 a 2020.

La evolución de la potencia instalada a lo largo de los años está vinculada con la disminución de los precios del material, pero, sobre todo, a la política vigente a lo largo

de cada año. Puesto que se trata de una tecnología de elevado coste, dependerá de las subvenciones que aporta bien el Estado o bien la Unión Europea.

Entre los años 2012 y 2018 hubo un estancamiento debido a una política que no favorecía la inversión de este tipo de instalaciones y los trámites necesarios para legalizar las instalaciones eran demasiado largos y dificultosas. Esta tendencia cambió en 2019, pues a finales de 2018 se aprobó el Real Decreto 15/2018 el cual supuso un gran avance y progreso en las instalaciones fotovoltaicas pues se agregaban una serie de medidas que lograban acelerar y simplificar los trámites y las legalizaciones de las instalaciones además de hacerlas más rentables. Después, el 5 de abril de 2019 se implementa el Real Decreto 244/2019, en él se habla de una “compensación simplificada de los excedentes” lo cual supone un descuento en la factura eléctrica del valor de la energía vertida a la red además de simplificar aún más la legalización de las instalaciones solares.

1.8 TIPOS DE INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

Según el uso final que se le dé a la electricidad producida, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en dos tipos:

- **Instalaciones de autoconsumo:** En este tipo de instalaciones, se tiene como finalidad satisfacer total o parcialmente el consumo eléctrico de una edificación en concreto. Según el fin, se subdividen en dos grupos.
 - **Instalaciones aisladas:** Toda la electricidad generada es empleada de manera íntegra para el autoconsumo, los excedentes de energía producidos son almacenados en baterías para que pueda ser utilizada en los periodos donde la generación de electricidad es imposible como por ejemplo (acumulación de días nublados, noches, etc.) Suele utilizarse en viviendas, huertos o instalaciones donde las compañías eléctricas no llegan o en caso de hacerlo supondría un elevado coste.
 - **Instalaciones interconectadas a la red:** En este caso, el sistema fotovoltaico carece de baterías donde almacenar la electricidad generada, pero sigue manteniendo el autoconsumo, es por esto por lo que toda la energía producida es utilizada directamente en el edificio que está demandando energía eléctrica. Durante los periodos donde la generación supera la demanda, el excedente producido es vertido a la red para así obtener un beneficio económico. Por el contrario, cuando la demanda es superior a la generación, el edificio recibe la energía de la red eléctrica. Nuestra instalación será de este tipo.
- **Instalaciones conectadas a la red:** Toda la electricidad producida por la instalación fotovoltaica es inyectada a la red eléctrica con el fin de obtener un beneficio económico. Suele realizarse en macro instalaciones desde decenas de MW hasta pocos GW, llegan a ocupar miles de hectáreas de superficie, las más

grandes son las que hay en India y en China como la Bhadla Solar Park de 2.245 MW y el parque solar del desierto de Tengger con 1.500 MW respectivamente, también cabe destacar la aportación de España con la instalación Núñez de Balboa construida en Badajoz por el grupo Iberdrola la cual tiene instalados 500 MW y es capaz de suministrar energía limpia a 250.000 personas convirtiéndose así en la planta fotovoltaica más grande de Europa.

1.9 APLICACIONES PRINCIPALES DE LA ENERGÍA SOLAR

Como acabamos de comprobar, hay dos tipos de instalaciones y, según la que se realice, hablaremos de un uso u otro. En cualquier caso, hay un gran número de aplicaciones. De esta manera vamos a diferenciar las aplicaciones de los sistemas destinados al autoconsumo que están conectadas a la red de las aplicaciones que nos permiten las instalaciones aisladas.

1.9.1 APLICACIONES DE INSTALACIONES AISLADAS

Las instalaciones aisladas, por tanto, dotan de toda la energía necesaria que esté demandando la construcción donde está ubicada y, aunque se han mencionado en menor medida anteriormente, tiene aplicaciones en:

- **Telecomunicaciones:** telefonía móvil, repetidores de radio y televisión, postes S.O.S. de carreteras, radares, etc.
- **Electrificación rural:** Viviendas de uso temporal o permanente, electrificación de refugios y albergues de montaña, instalaciones religiosas, escuelas, postas sanitarias, etc.
- **Agricultura y ganadería:** Bombeo de agua, controles de riego, invernaderos, electrificación de naves, de granjas, de cercas, sistemas de refrigeración de leche, etc.
- **Iluminación pública:** Carteles publicitarios, farolas, paradas de autobuses, iluminación de túneles, cuevas, etc.
- **Señalización:** Faros y boyas de uso marítimo, radiofaros y radiobalizas de uso aéreo, señalización vial de curvas, obstáculos, rotondas, pasos a nivel de ferrocarriles, plataformas petrolíferas, etc.
- **Control:** Accionamiento de válvulas, caudalímetros y anemómetros, repetidores de señal con fibra óptica, control de gasoductos y oleoductos, motorización y automatización de puertas, etc. [17]

1.9.2 APLICACIONES DE INSTALACIONES CONECTADAS A LA RED

Las instalaciones conectadas a la red, por otro lado, utilizan la energía cuando es necesaria. Cuando se está produciendo de más o, no se está utilizando, esta es vertida a la red eléctrica, como esto suele producirse durante el día, cuando la demanda es más

elevada, el precio a la que se vende suele ser relativamente elevado. Las diferentes aplicaciones son:

- **Centrales fotovoltaicas y huertos solares:** Plantas de producción de energía fotovoltaica de carácter industrial que normalmente se instalan en zonas rurales o en grandes cubiertas de zonas urbanas como aparcamientos y centros comerciales.
- **Edificios fotovoltaicos:** Instalación de paneles solares en tejados y terrazas de viviendas, sustitución de elementos arquitectónicos por otros más nuevos que incluyan elementos fotovoltaicos. [18]

1.10 COMPONENTES Y MATERIALES DE LA INSTALACIÓN

Para diseñar una instalación fotovoltaica de autoconsumo con vertido a red, previamente hay que definir los diferentes componentes que esta la componen. En la *Ilustración 23* se pueden observar las partes principales que formarán el proyecto.



Ilustración 23. Esquema de una instalación fotovoltaica destinada a autoconsumo con vertido a red. (Fuente: almerichestudio [19])

1.10.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Como ya se ha nombrado, es el encargado de recibir la irradiancia que se genera debido a la radiación electromagnética dando lugar así a un flujo de corriente eléctrica en continua a través del material que las componen. Es por esto mismo, que la parte más importante de una célula solar son las capas del semiconductor ya que en ellos es donde se liberan los electrones que producen dicha corriente eléctrica, para fabricar estas capas se utilizan células de silicio monocristalino, policristalino y amorfas.

Para que la instalación sea sostenible, se ha de hacer un análisis desde el punto de vista ambiental y tecnológico de los impactos que se producen durante el proceso de fabricación. Según la tecnología utilizada hay unos riesgos u otros:

- **Silicio cristalino:** Desde el punto de vista de la salud, tanto el silicio como el cristal que se utiliza es seguro y el único problema que estos suponen son el polvo que producen ya que puede entrar al aparato respiratorio. Por otro lado, los productos y gases tóxicos que se utilizan para fabricar las células como ácido

fluorhídrico, ácido nítrico e hidróxido sódico en la depuración y el bromuro de hidrógeno o derivados del fósforo para el dopado del silicio, son elementos potenciales para el efecto invernadero y sus emisiones deben ser las mínimas posibles.

- **Silicio amorfo:** En las plantas que manufacturan este tipo de célula hay que mantener una distancia de seguridad de entre 15 y 100 metros ya que en su fabricación se utiliza gas silano, un fluido muy inflamable y explosivo.

Para la fabricación de los módulos, hay que seguir unas etapas muy características, en primer lugar, se interconexionan las células para conseguir una tensión normalizada y así poder trabajar fácilmente con ellas. En segundo lugar, se realiza el circuito electrónico y, por un lado se coloca el cristal con el encapsulante y por el otro lado otra capa de encapsulante y la protección exterior, todo esto se introduce en un horno para así laminar la placa. En tercer lugar, se hace un vacío para eliminar cualquier capa de aire que quede en el interior. A continuación, se funde el encapsulante para que se una a las células. Cuando se consigue que todas las capas formen un bloque compacto y uniforme, se coloca un marco de silicona que permite la dilatación del panel. Finalmente se incorporan los bornes de conexión y se realizan pruebas para clasificar los módulos por potencias.

Para garantizar una correcta fabricación y posterior puesta en marcha de los paneles fotovoltaicos, hay que seguir el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, donde se explica que los generadores fotovoltaicos deben seguir la siguiente normativa (IDAE, 2011, pp. 12-14):

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.

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

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con

carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

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

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

1.10.2 INVERSOR

El inversor es fundamental en cualquier instalación fotovoltaica ya que permite convertir la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna ya sea para el consumo de los receptores eléctricos o bien, para verterla a la red eléctrica. Es por este motivo que su elección es muy importante a la hora de realizar el diseño

Debido a su importancia en la instalación, han de seguir en todo momento las características establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, pp. 15-16).

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros en materia de compatibilidad electromagnética.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

1.10.3 ESTRUCTURA SOPORTE

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, ha de permitir todas aquellas dilataciones térmicas necesarias, sin llegar a transmitir cargas que puedan afectar de forma negativa a la integridad de los módulos. Para cumplir todo ello, se deberá seguir en todo momento las indicaciones del fabricante y, por ello, deberá de basarse en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, donde la estructura soporte seguirá la siguiente normativa (IDAE, 2011, pp. 14-15):

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

1.10.4 CABLEADO

El cableado de una instalación eléctrica debe ser lo más corto posible, con el fin de reducir las pérdidas debido a las caídas de tensión. Para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación y, así evitar futuros accidentes por deterioros del cableado, los cables deben cumplir en todo momento la normativa de Baja Tensión, así como las normativas establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, pp. 16-17):

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

1.10.5 SEGURIDAD Y PROTECCIONES

Toda instalación eléctrica debe garantizar la seguridad de ella misma, así como la de cualquier persona o animales que de forma voluntaria o involuntariamente puedan tener

algún tipo de contacto. Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, se dividirá en dos grupos:

- Protecciones de continua: Se instalarán en la fase de potencia continua de la instalación, es decir, el tramo correspondiente de los paneles solares a la entrada del inversor.
- Protecciones de alterna: Como su nombre indica, estas protecciones se instalan en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, el tramo que ocupa desde la salida del inversor hasta el punto de conexión a la red de suministro.

Por ello, la instalación debe disponer de las siguientes protecciones establecidas en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (IDAE, 2011, p. 17):

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

De acuerdo con el Real Decreto 1699/2011 (artículo 14), que modifica el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11), todas las instalaciones deberán cumplir con lo dispuesto en él, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

En el artículo 14 del 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, donde se encuentran modificados los apartados 1.d) y 1.e) en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, se reglamentan los siguientes cambios, aunque, a su vez, en el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, se ha modificado el apartado d) de este Real Decreto. Por lo tanto, el Real Decreto 1699/2011 tras los cambios efectuados, presentaría los siguientes apartados (Real Decreto 1699/2011, 2011) (Real Decreto 413/2014, 2014) (Real Decreto 647/2020, 2020):

1. El sistema de protecciones deberá cumplir, en lo no previsto en este real decreto, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y los procedimientos de operación correspondientes, así como, en lo no previsto en los anteriores, las exigencias previstas en la reglamentación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 4, incluyendo lo siguiente:

a) Un elemento de corte general que proporcione un aislamiento requerido por el 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.

Eventualmente, las funciones del elemento de corte general pueden ser cubiertas por otro dispositivo de la instalación generadora, que proporcione el aislamiento indicado entre el generador y la red.

b) Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.

Los dispositivos de protección diferencial están formados por un interruptor que, cuando está en servicio, mantiene sus contactos cerrados. Los conductores activos, fase y neutro, pasan a través de dicho interruptor, de un núcleo toroidal de material ferromagnético que funciona como transformador de intensidad (arrollamiento primario del transformador) y de un arrollamiento auxiliar (arrollamiento secundario del transformador), estos dos arrollamientos se anulan mutuamente resultando en una tensión inducida nula.

Cuando en el circuito a proteger se produce una corriente de defecto, la igualdad entre ambas intensidades desaparece, dando como resultado una tensión inducida en el arrollamiento secundario del transformador, lo cual provoca un disparo o apertura del interruptor.

c) Interruptor automático de la conexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Eventualmente la función desarrollada por este interruptor puede ser desempeñada por el interruptor o interruptores de los equipos generadores. Eventualmente, las funciones del interruptor automático de la conexión y el interruptor de corte general pueden ser cubiertas por el mismo dispositivo

Los interruptores automáticos se fabrican calibrados en amperios. Según el calibre que dispongan, dejarán pasar una cantidad de amperios por el interruptor sin que esta abra el circuito. Se componen de dos elementos, uno de ellos es una bobina encargada del disparo automático en el caso de detectar intensidades de cortocircuito, esta crea un campo magnético lo suficiente fuerte como para succionar el núcleo móvil, el cual provoca la apertura del interruptor, el otro elemento se trata de una lámina bimetálica que es la encargada de realizar el disparo por tener en el circuito intensidades superiores a la nominal por periodos prolongados de tiempo donde un relé térmico se encarga de la protección frente a sobrecargas, la lámina se calienta por el efecto Joule, deformándose y actuando sobre el sistema como una apertura del interruptor.

d) Protecciones de la conexión máxima y mínima frecuencia y máxima y mínima tensión entre fases como se recoge en la tabla 1, donde lo propuesto para baja tensión se generaliza para todos los demás niveles. Las instalaciones dentro del ámbito de aplicación del Reglamento (UE) 2016/631, de 14 de abril de 2016 deberán coordinar los valores de ajuste de los relés de mínima y máxima frecuencia de acuerdo con las capacidades técnicas exigidas en la orden ministerial que apruebe los requisitos que deben establecer los gestores de red pertinentes de conformidad con lo establecido en dicho reglamento. En los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, los valores anteriores serán los recogidos en los procedimientos de operación correspondientes. La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar en el lado red del interruptor automático general para las instalaciones en alta tensión o de los interruptores principales de los generadores en redes en baja tensión. En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión solo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 50 Hz.

Tabla 1

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo de actuación
Sobretensión –fase 1.	$U_n + 10\%$	Máximo 1,5 s
Sobretensión – fase 2.	$U_n + 15\%$	Máximo 0,2 s
Tensión mínima.	$U_n - 15\%$	Máximo 1,5 s*
Frecuencia máxima.	51 Hz	Máximo 0,5 s
Frecuencia mínima.	48 Hz	Mínimo 3 s

* En el caso de instalaciones con obligación de cumplir requisitos de comportamiento frente a huecos de tensión el tiempo de actuación será igual a 1,5 s.

e) Además para tensión mayor de 1 kV y hasta 36 kV, inclusive, se deberá añadir el criterio de desconexión por máxima tensión homopolar.

2. Estas protecciones pueden actuar sobre el interruptor general o sobre el interruptor o interruptores del equipo o equipos generadores.

3. Las protecciones deberán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones necesarias sobre el sistema de conmutación y sobre la integración en el equipo generador de las funciones de protección.

4. En caso en el que el equipo generador o el inversor incorporen las protecciones anteriormente descritas, éstas deberán cumplir la legislación vigente, en particular, el Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, aprobado por Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

1.10.6 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra es la unión eléctrica que existe entre la instalación y un electrodo enterrado en el suelo sin ningún tipo de protección. Su finalidad es evitar la formación de diferencias de potencial peligrosas y verterlas al suelo para así disminuir el riesgo de accidentes laborales y facilitar a la vez que mejora el funcionamiento de las protecciones. De esta manera, de acuerdo con el Real Decreto 1699/2011 (artículo 15), que modifica el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12), todas las instalaciones deberán cumplir con lo dispuesto en él, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y, por tanto, según como establece el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas seguirá la siguiente normativa (IDAE, 2011, p. 17):

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

1.10.7 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

En el contrato de mantenimiento de la instalación se incluirá todos los elementos de esta, con las labores que se deberán de realizar de forma preventiva que aconsejan los diferentes fabricantes. Además, se deberán realizar un mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

Toda la normativa aplicable queda dispuesta en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, en el apartado de los requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento (IDAE, 2011, pp. 21-22):

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

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

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

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

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

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.

- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

2 NORMATIVA SOBRE INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS DE AUTOCONSUMO

2.1 EVOLUCIÓN DE LA LEGISLACIÓN

La regulación de las instalaciones solares fotovoltaicas en España se encuentra definida a través de diferentes normas que han ido publicándose a lo largo de los años. Por lo tanto, para comprender la situación actual, se ha de realizar una breve recapitulación de las diferentes regulaciones que ha pasado este sector [24]:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas de recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

En este Real Decreto, se establece la retribución de energía vertida. Todas aquellas instalaciones que no participen en el mercado de producción reciben un complemento en función de la energía reactiva cedida. En este Real Decreto, se establece que las primas deberán ser actualizadas cada año en función de unos parámetros y, será revisada cada cuatro años. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, las primas se aplicaron hasta que en España hubieron instalados 50 MW.

- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto, define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2006 y que solo afectará a las nuevas instalaciones. Con este Real Decreto, se deroga el anterior comentado, el Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre. Además, para las instalaciones fotovoltaicas de hasta 100 kW se da una retribución del 575% de la TMR (Tarifa Media o de Referencia) durante los primeros años y, luego, el 80% de esa cantidad durante toda la vida útil de la instalación. Estas condiciones se aplicaron en España hasta que hubieron instalados 150 MW.

- Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.

En este Real Decreto, se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la TMR. También se anuncia un cambio del marco regulador para una vez transcurridos 6 meses. Durante este período, se revisaron borradores que desestabilizaban el sector.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se establece el régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En este Real Decreto, se define que la revisión de las tarifas, primas e incentivos se realizará cada 4 años a partir de 2010, año en el que se realizará la primera revisión. Este Real Decreto, deroga el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo. Se anula la retribución de las instalaciones con respecto a la TMR, y se indexa su retribución con respecto al Índice de Precios al Consumo (IPC). Estas condiciones se aplicaron en España hasta que hubieron instalados 371 MW.

Gracias a este mismo Real Decreto, España logró en 2008 ser uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW. Pero, fue también a partir de septiembre de este mismo año, donde la situación empezó a cambiar negativamente. Con el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica donde se establecen unas primas variables según donde esté ubicada la instalación (suelo o tejado) junto a un cupo máximo de potencia anual instalada.

Todas las complicaciones, quedan reflejadas en el 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. En él se establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir económicamente a través de un impuesto conocido como el “impuesto al Sol” por la energía vertida a la red producto de los excesos producidos.

2.2 APLICACIÓN DE LA LEGISLACIÓN ACTUAL

Como se ha comprobado en el apartado anterior, la legislación está en constante cambio y juega un papel muy importante a la hora de llevar a cabo el diseño de la instalación.

No fue hasta octubre de 2018 donde se aprobó el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores que dio como resultado el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, este Real Decreto supone un gran avance para las instalaciones fotovoltaicas ya que en él se presentan los siguientes apartados [25]:

- Se anula el “impuesto al Sol”, haciendo que la energía producida por instalaciones de autoconsumo quede completamente libre de impuestos.
- Se abren puertas hacia el autoconsumo compartido, ahora las comunidades de vecinos y asociaciones pueden generar su propia electricidad siempre que vengan de un mismo centro de transformación.

- Se simplifica la clasificación de las instalaciones de autoconsumo en dos categorías:
 - **Instalación de autoconsumo sin excedentes:** se trata de aquellas instalaciones con conexión a red que no producen más energía de la que necesitan y que tienen un sistema anti vertido por si producen excedentes, estos no sean vertidos a la red.
 - **Instalación de autoconsumo con excedentes:** se trata de las instalaciones que además de suministrar energía para autoconsumo, inyectan la energía excedente en las redes de transporte y distribución para que así. Se pueden dar dos casos.
 - **Excedente acogida a compensación:** con esta modalidad, al final de cada periodo de facturación, la comercializadora compensará por los sobrantes energéticos. No obstante, para pertenecer a ella, es necesario que la fuente de energía sea renovable, que el productor y el consumidor se acojan al sistema de compensación simplificada de excedentes como se especifica en el Real Decreto 244/2019, que la potencia de la instalación no sea mayor de 100 kW, que el consumidor esté adherido a un solo contrato de compensación de suministro para el consumo con una comercializadora y que el consumidor no pueda obtener beneficio económico ya que no es una actividad retributiva, es decir, que el resultado de la factura nunca será negativa.
 - **Excedente no acogida a compensación:** en este caso, estarán aquellas instalaciones que o bien no cumplan los requisitos para pertenecer a la compensación de excedentes o bien no decidan acogerse a ella. En cualquier caso, los excedentes se venden al precio del mercado eléctrico o a un precio pactado con la comercializadora.
- Se simplifica la reglamentación para la tramitación y legalización de las instalaciones de autoconsumo sin excedentes hasta 100 kW.
- Se establece que no es necesaria la adquisición de equipos de medida para generación y consumo netos.
- Se permite instalar más potencia solar que la contratada en la factura de luz y que el titular de la instalación sea diferente al titular de la factura de luz.
- Se crea un registro administrativo que simplifica la inscripción de las instalaciones
- Se racionalizan las sanciones al autoconsumo.

En el caso de nuestro proyecto, no se instalará una potencia mayor de 100 kW y vendrá de una fuente de energía renovable (el Sol), por lo que nuestro caso seguirá la modalidad de Instalación de autoconsumo con excedentes acogidos a compensación.

En la *Ilustración 24* podemos encontrar un ejemplo proporcionado por la Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo donde se compara una factura ficticia sin instalación fotovoltaica con otra, también ficticia, con instalación fotovoltaica. Por un lado, en el apartado de potencia contratada, el término fijo sigue siendo igual ya sea con instalación fotovoltaica o sin ella. Pero, por otro lado, observamos una gran diferencia en la energía consumida donde, aunque el precio del coste de la energía y del peaje de acceso siga siendo el mismo, se han consumido 120 kWh menos, además, al haber 380 kWh generados por el sistema de compensación, todo ello resulta en 32,56 € menos, que, después de impuestos, supone un ahorro del 50 % respecto la factura sin instalación fotovoltaica.

CONSUMIDOR				INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO			
Potencia contratada = 5,75 kW.				Generación = 500 kWh			
Tarifa 2.0A				Precio excedentes = 50 €/MWh			
PVPC = 0,113 €/kWh.				Precio mercado pool = 52 €/MWh			
Peaje de acceso = 0,044 €/kWh				Simultaneidad = 30%			
Coste energía = 0,069€/kWh				Autoconsumo = 120 kWh			
Consumo mensual = 400 kWh				Excedentes = 380 kWh			
Factura SIN Instalación FV				Factura CON Instalación FV			
Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes	Potencia contratada	kW	€/kW/año	€/mes
Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €	Peaje de acceso	5,75	38,043	17,98 €
Margen comercialización	5,75	3,113	1,47 €	Margen comercialización	5,75	3,113	1,47 €
TOTAL Término FIJO			19,45 €	TOTAL Término FIJO			19,45 €
Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes	Energía consumida	kWh	€/kWh	€/mes
Coste energía	400	0,069	27,60 €	Coste energía	280	0,069	19,32 €
Peaje de acceso	400	0,044	17,60 €	Peaje de acceso	280	0,044	12,32 €
				Excedentes FV	380	0,050	-19,00 €
				Cuántia uso de red próxima	0	(*)	0 €
TOTAL Término VARIABLE			45,20 €	TOTAL Término VARIABLE			12,64 €
Subtotal			64,65 €	Subtotal			32,09 €
Impuesto eléctrico (5,11%)			3,31 €	Impuesto eléctrico (5,11%)			1,64 €
Alquiler contador 30 días			0,81 €	Alquiler contador 30 días			0,81 €
Subtotal			68,77 €	Subtotal			34,54 €
IVA (21%)		21%	14,44 €	IVA (21%)		21%	7,25 €
TOTAL FACTURA			83,21 €	TOTAL FACTURA			41,79 €

AHORRO: 50%

Ilustración 24. Ejemplo de factura con y sin autoconsumo donde se refleja el ahorro. (Fuente: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo IDAE [26])

2.3 TRAMITACIÓN PARA EL AUTOCONSUMO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

2.3.1 TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA

Es, por tanto, gracias a la aprobación del Real Decreto 244/2019 por el que se regularon las tramitaciones administrativas para legalizar las instalaciones de placas solares. Según la modalidad de autoconsumo, la potencia fotovoltaica, la comunidad autónoma y de la tensión de red, hay que aportar diferentes documentos a nivel estatal, autonómico y local.

Además, antes de comenzar con los trámites, hay que asegurar que tanto la instalación como el consumidor cumplen con los requisitos exigidos en el apartado anterior. A continuación, se resumirán y explicarán para nuestro caso los 17 pasos que se establecen en la guía de tramitación del IDAE [26]:

- Diseño de la instalación

La documentación necesaria en el diseño de la instalación dependerá del tipo de conexión a la red que vaya a utilizarse y de la potencia prevista de la instalación.

Como nuestra potencia prevista es superior a 10 kW y la conexión se realiza en Baja Tensión, es obligado realizar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente.

En este proyecto deberá aparecer toda la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, materiales utilizados, garantías, necesidades de mantenimiento, etc.

Así mismo, es necesario que la empresa instaladora habilitada incluya el cálculo del consumo eléctrico que puedan tener los servicios auxiliares de la instalación y el porcentaje que estos representan respecto a la energía neta generada ya que, en el caso de ser inferiores al 1% de la energía generada anualmente, se considerarán inferiores.

- Permisos de acceso y conexión

El instalador debe solicitar a la compañía distribuidora el Código de Autoconsumo (CAU) que identificará de forma única el autoconsumo. Estará formado por el CUPS, con 22 caracteres, seguido del código A y tres ceros.

A continuación, el procedimiento de acceso y conexión a la red de distribución deberá realizarse con la compañía distribuidora. En caso de conexiones a la red de transporte los trámites deberán realizarse ante Red Eléctrica de España (REE) según sus procedimientos y con arreglo al Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Al tratarse de una instalación menor de 100 kW y mayor de 10 kW o de 15 kW en Baja Tensión, se deberá seguir el procedimiento regulado en el artículo 4.1 y en el artículo 6 del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, el cual se describirá a continuación [21]:

a) Solicitud de acceso y punta de conexión.

El promotor de la instalación deberá emitir a la compañía distribuidora una solicitud de:

- Nombre, dirección, teléfono u otro medio de contacto.
- Ubicación concreta de la instalación de generación, incluyendo la referencia catastral.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión. Se incluirán las coordenadas UTM si fueran conocidas por el solicitante y propuesta de ubicación del punto de medida de acuerdo con lo establecido en el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, aprobado por el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, y normativa de desarrollo.
- Propietario del inmueble donde se ubica la instalación.
- Declaración responsable del propietario del inmueble dando su conformidad a la solicitud de punto de conexión si fuera diferente del solicitante.
- Descripción de la instalación, tecnología utilizada y características técnicas de la misma, entre las que se incluirán las potencias pico y nominal de la instalación, modos de conexión y, en su caso, características del inversor o inversores, descripción de los dispositivos de protección y elementos de conexión previstos, así como los certificados de cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad a que hace referencia el artículo 16 del Real Decreto 1699/2011.
- Justificante de haber depositado el aval correspondiente ante el órgano de la Administración competente.

b) Condiciones económicas de la conexión.

El coste de las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente, las repotenciaciones en las líneas de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión, y, si fuese necesaria, la repotenciación del transformador afectado de la empresa distribuidora del mismo nivel de tensión al del punto de conexión serán realizadas a cargo del solicitante.

Para ella, la empresa distribuidora deberá remitir al promotor de la instalación de generación un pliego de condiciones técnicas y un presupuesto económico. En nuestro caso, tendríamos un plazo de 15 días al tratarse de una conexión

en Baja Tensión a contar desde la fecha en que la empresa tenga constancia de la aceptación por parte del promotor de la instalación de generación del punto de conexión propuesto por la empresa distribuidora.

Los documentos señalados en este apartado deberán desglosarse del siguiente modo:

1. Pliego de condiciones técnicas:

- Trabajos de refuerzo, adecuación, adaptación o reforma de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, siempre que éstos sean necesarios para incorporar las nuevas instalaciones.

Estos trabajos serán realizados por el distribuidor al ser éste el propietario de esas redes y por razones de seguridad, fiabilidad y calidad del suministro.

- Trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución, si lo ha solicitado expresamente el promotor de la instalación de generación.

Estos trabajos podrán ser ejecutados a requerimiento del solicitante por cualquier empresa instaladora legalmente autorizada o por la empresa distribuidora, quien deberá indicarlo en el pliego de condiciones.

2. Presupuesto:

- Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos correspondientes a refuerzos, adecuaciones, adaptaciones o reformas de instalaciones de la red de distribución existente en servicio, necesarios para incorporar a las nuevas instalaciones.

- Presupuesto detallado según el desglose recogido en el pliego de condiciones técnicas de los trabajos necesarios para la conexión de la instalación de generación hasta el punto de conexión con la red de distribución. A petición expresa del promotor de la instalación de generación, el distribuidor presentará un presupuesto por estas instalaciones que deberá ser independiente del presupuesto señalado en el párrafo anterior.

En el caso de que el solicitante decida que la empresa distribuidora ejecute los trabajos deberá comunicarlo de manera expresa a la misma en el plazo de tres meses a contar desde la recepción del presupuesto. De la misma manera, en el

caso de que el solicitante decidiese que cualquier otra empresa instaladora legalmente autorizada fuese la que ejecuta el trabajo.

Si la empresa distribuidora no efectuase la notificación en el plazo descrito, el interesado podrá dirigir su reclamación al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la finalización de dicho plazo, quien procederá a requerir los datos mencionados a la empresa distribuidora y resolverá y notificará en un plazo máximo de tres meses.

En caso de disconformidad tanto con las condiciones técnicas como con el presupuesto económico propuesto, el interesado podrá dirigirse al órgano de la Administración competente en los 30 días posteriores a la recepción de la documentación, para que éste proceda a la resolución de la discrepancia estableciendo las condiciones que las partes habrán de respetar. La resolución y notificación deberá producirse en el plazo máximo de dos meses a contar desde la fecha de la solicitud.

Una vez comunicada a la empresa distribuidora el interés en que ejecute los trabajos, el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto será válido y se procederá a la firma del contrato técnico de acceso, a realizar la conexión a la red y a la verificación por parte del distribuidor.

III. Cesión de instalaciones

Las nuevas instalaciones necesarias desde el punto frontera hasta el punto de conexión con la red de distribución existente que vayan a ser utilizadas por más de un consumidor y/o generador, excepto si pueden ser consideradas infraestructuras compartidas de evacuación, y sean realizadas directamente por el solicitante, habrán de ser cedidas al distribuidor de la zona, quien se responsabilizará desde ese momento de su operación y mantenimiento. Será necesario suscribir el correspondiente contrato técnico de acceso.

- Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

Como nuestra instalación es de autoconsumo con excedentes y tiene una potencia menor de 100 kW no serán necesarios trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección, que no es nuestro caso.

Sin embargo, ha de tenerse en cuenta que se trata de trámites gestionados por las comunidades autónomas y por tanto habrá que comprobar que trámites al respecto son necesarios en la Región de Murcia, pero, como se ha mencionado en el párrafo anterior, no es necesario aportar nada en este ámbito.

- Autorización Administrativa previa y de construcción

Puesto que nuestra instalación tiene una potencia menor a 100 kW y está conectada a una red de Baja Tensión, queda excluida del régimen de autorización administrativa previa y de construcción.

- Licencia de obras e impuestos de construcciones y obras (ICIO)

Las instalaciones de autoconsumo deberán solicitar permiso de obras según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido. En nuestro caso, en la Región será necesario solicitar el permiso de obras.

Además, deberá liquidarse la tasa y el impuesto de construcciones y obras (ICIO), regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales expuesta en el Real Decreto 2/2004, de 5 de marzo.

Por otro lado, aunque el ayuntamiento puede beneficiar sobre el impuesto de bienes e inmuebles (IBI) por inversiones en energías renovables, a día de hoy, no existen estas ayudas.

- Ejecución de las instalaciones

Nuestra instalación de autoconsumo con excedentes, al tratar con una potencia menor a 100 kW y estar conectada en Baja Tensión, se ejecutará de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Además, en cuanto a las configuraciones de medida, deberá tomarse en cuenta los requisitos generales de medida y gestión de la energía recogidos en el reglamento de puntos de medida en el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto y los requisitos particulares recogidos en la normativa específica de autoconsumo del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril en el capítulo IV.

- Inspección inicial e inspecciones periódicas

En principio no sería necesario pasar un trámite de inspección inicial por parte de un Organismo de Control Autorizado (OCA), ya que no se obliga a ello en la ITC-BT-05 sobre verificaciones e inspecciones del REBT.

No obstante, habrán de someterse a inspecciones periódicas cada 5 años por tratarse una instalación de Baja Tensión.

- Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Como nuestra instalación dispone de una potencia superior a 10 kW y está realizada en Baja Tensión, además del certificado de instalación del REBT será necesario disponer de un certificado final de obra firmado por el técnico competente, que certifique que la

instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación, tal y como indica la ITC-BT-04.

- Autorización de explotación

Aunque en los casos en los que la instalación se ha realizado al amparo del REBT y la potencia es menor o igual a 100 kW, la autorización de explotación se asimila al certificado de instalación diligenciado por la comunidad autónoma y, por tanto, no sería necesario un trámite específico, en el caso de la Región de Murcia, es necesario sí es necesario realizar este trámite.

- Contrato de acceso para la instalación de autoconsumo

Exentas, pero hay que comunicar en caso de haber un cambio de contrato.

Para cualquier modalidad de autoconsumo, si el consumidor no tuviera un contrato de acceso previo para sus instalaciones de consumo, se deberá suscribir uno nuevo, y posteriormente modificarlo de forma que se refleje la modalidad de autoconsumo.

En caso de contar ya con un contrato de acceso, se debe realizar una comunicación a la empresa distribuidora para que se habilite la posibilidad de la contratación del autoconsumo, y posteriormente contactar con el comercializador para que modifique el contrato existente y refleje en él la modalidad de autoconsumo elegida.

Para nuestro tipo de instalación, esta habilitación será realizada de oficio por la empresa distribuidora a partir de la información que la comunidad de Murcia remita. La información necesaria será obtenida directamente del certificado de instalación que se haya diligenciado en la Región de Murcia y ésta la enviará a la distribuidora en el plazo de 10 días desde su recepción.

El detalle del autoconsumo será remitido por la empresa distribuidora a la comercializadora y al consumidor en el plazo de 5 días desde que se reciba la información de la comunidad autónoma. En caso de existir discrepancias, el consumidor dispone de un plazo de 10 días para comunicar a la compañía comercializadora, o en su caso directamente a la distribuidora, su desacuerdo; en caso de que no exista comunicación al respecto, las condiciones de inscripción y habilitación para la contratación del autoconsumo se considerarán tácitamente aceptadas por el consumidor.

- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

Si los servicios auxiliares se consideran despreciables, no es necesario suscribir un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios. Para que esta situación se dé, será necesario cumplir las siguientes condiciones:

1. Instalaciones próximas en red interior.
2. Instalaciones de generación de tecnología renovable de potencia menor de 100 kW.

3. La energía consumida en el periodo de un año por estos servicios auxiliares debe ser inferior al 1% de la energía neta generada por la instalación.

En caso de no cumplir estas condiciones, será necesario disponer de un contrato de acceso y consumo para los servicios auxiliares de producción, que se firmará con la empresa distribuidora.

- Licencia de actividad

Pues que se trata de una instalación en autoconsumo con excedentes acogidos a compensación, no se realiza actividad económica por lo que este trámite no sería necesario.

- Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes

Las instalaciones con excedentes que deseen acogerse a compensación, como es nuestra instalación, deberán firmar un contrato de compensación de excedentes entre el productor y el consumidor asociado, para la compensación simplificada entre los déficits de sus consumos y la totalidad de los excedentes de sus instalaciones de generación asociadas según el artículo 14.5 del Real Decreto 244/2019. Este contrato, incluirá también el criterio de reparto firmado por todos los consumidores asociados y, deberá ser remitido de forma individual por cada consumidor a la compañía distribuidora, bien directamente o a través de su comercializadora.

Este contrato será necesario en todos los casos, aunque productor y consumidor sean la misma persona física o jurídica.

Para la aplicación del mecanismo de compensación, cada consumidor deberá remitir a la empresa distribuidora, directamente o a través de la comercializadora, un escrito solicitando la aplicación del sistema de compensación.

De esta manera, para nuestra instalación de autoconsumo con excedente acogido a compensación, sólo será necesaria la firma del contrato de compensación y la solicitud de aplicación del mecanismo a la empresa comercializadora, que deberá modificar el contrato de suministro y de acceso con el distribuidor.

- Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo

Los titulares de las instalaciones en autoconsumo con excedentes con potencia menor a 100 kW y conectadas a Baja Tensión, se encuentran exentos de realizar el trámite de inscripción. En nuestro caso, la Región de Murcia, será la responsable de realizar la inscripción de la instalación en el registro autonómico a partir de la información que reciben en aplicación del REBT.

- Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

Todas las instalaciones de autoconsumo con excedentes deberán estar inscritas en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, sin embargo, esto no supone ninguna carga administrativa adicional para los autoconsumidores que es un procedimiento entre administraciones como dicta el artículo 18.1 del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre y el artículo 20 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

Los titulares de instalaciones de autoconsumo con excedentes estarán inscritos en la sección segunda en una de las subsecciones siguientes:

- Subsección a: autoconsumo con excedentes acogidas a compensación.
- Subsección b1: autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación que dispongan de un contrato único de suministro.
- Subsección b2: autoconsumo con excedentes no acogidas a compensación que no dispongan de un contrato único de suministro.

Nuestro caso estará inscrito en la subsección a.

- Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)

Los titulares de instalaciones en autoconsumo con excedentes de potencia igual o inferior a 100 kW no precisan realizar el trámite de inscripción en RAIPRE ya que será la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio competente en materia de energía quien realice la inscripción a partir de la información procedente del registro administrativo de autoconsumo según el artículo 20.5 del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril.

- Contrato de venta de energía

No se aplica a nuestro caso en concreto, solamente se acoge a instalaciones en autoconsumo con excedentes NO acogidas a compensación.

2.3.2 TRAMITACIÓN AUTONÓMICA DE LA REGIÓN DE MURCIA

La legislación específica de la Región de Murcia al respecto de instalaciones de energía renovables, cogeneración y residuos en las que se incluyen las instalaciones de autoconsumo viene resumido en la *Ilustración 25* [27].

Como ya se ha mencionado en el apartado anterior nuestra instalación según el Real Decreto 244/2019 y teniendo en cuenta las definiciones indicadas en la ITC-BT-40 del REBT (Real Decreto 842/2002) pertenece a la Subsección a de la Sección segunda, es decir, se trata de un suministro con autoconsumo con excedentes acogida a compensación. Las características de estas instalaciones son: fuente origen renovable, una potencia instalada menor a 100 kW, 1 contrato suministro, contrato de compensación de excedentes entre productor y consumidor asociado y que no haya régimen de retribución.

Tipo instalación autoconsumo	Características	Registros en la DGEAIM y actuaciones relacionadas	Sujetos y opciones	
Aisladas de la red (según ITC BT-40) C2.Ais/R	Sin conexión física con la red	<ul style="list-style-type: none"> Registro de Instalaciones de Baja tensión (V). Código 0019 	<input checked="" type="checkbox"/> Consumidor	
Instalaciones acogidas al RD 244/2019 Suministro con autoconsumo CON excedentes Sección segunda	Suministro con autoconsumo SIN EXCEDENTES C2.S sección primera	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto o memoria a empresa distribuidora (I) Registro de Instalaciones de Baja tensión (V). Código 0019 y Registro de instalaciones de Alta Tensión, en su caso (IV). Código 0009 o 0007 Registro Administrativo de Autoconsumo (VI). Sección primera. Código 0019 	<input checked="" type="checkbox"/> Consumidor <input checked="" type="checkbox"/> Autoconsumo individual o colectivo <input checked="" type="checkbox"/> Inst. próximas de red interior	
	CON excedentes Acogida a COMPENSACIÓN C2.EX/C Subsección a	1) Fuente origen renovable. 2) Pinst. $\leq 100\text{kW}$ 3) 1 contrato suministro. 4) Contrato compensación excedentes (entre productor y consumidor asociado) 5) Sin régimen retribución	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto o memoria a empresa distribuidora para Pinsts$\leq 15\text{kW}$ en suelo urbanizado (I) ó permiso de acceso y conexión para el resto (II) Registro de Instalaciones de Baja tensión (V). Código 0019 Registro Administrativo de Autoconsumo. (VI) Sección segunda, subsección a. Código 0019 	<input checked="" type="checkbox"/> Consumidor y Productor <input checked="" type="checkbox"/> Autoconsumo individual o colectivo
	CON excedentes NO acogida a compensación C2.EX/NC Subsección b1 ó b2	-No cumple con los requisitos para la compensación o se adhiere voluntariamente. -Subsección b1: con un único contrato de suministro -Subsección b2: contrato servicios aux. generación y contrato suministro consumo	<ul style="list-style-type: none"> Permiso de acceso y conexión (II) Autorización instalación producción Alta Tensión, en su caso (III). Código 0007 ó Registro de Instalaciones de Baja tensión, en su caso (V). Código 0019 Registro Administrativo de Autoconsumo. (VI) Código 0019 ó 0007 Sección segunda, subsección b1 o subsección b2. Registro Ad. de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (PRETOR) (VII) código 0019 ó 0007. Registro de establecimientos industriales (VIII) Código 1075 	<input checked="" type="checkbox"/> Instalaciones próximas

Ilustración 25. Clasificación de instalaciones de autoconsumo de energía eléctrica. (Fuente: MUI Comunidad Autónoma de la Región de Murcia [27])

De esta manera, se deberán seguir los siguientes procedimientos según los registros en la Dirección General de Energía y Actividad Industrial y Minera (DGEAIM) [27]:

II. **Permiso de acceso y conexión** de la empresa distribuidora para generación. Para nuestra instalación con una potencia de instalación mayor de 15 kW y menor de 100 kW se deberá solicitar el permiso de acceso y conexión, de acuerdo con lo indicado en el Real Decreto 1699/2011 además de cumplir los requisitos técnicos correspondientes. En el momento de la solicitud del permiso de acceso y conexión se deberá presentar resguardo acreditativo de haber depositado en la Caja de Depósitos de la comunidad autónoma una garantía económica por una cuantía de 40 €/kW instalados según lo indicado en el artículo 66 del Real Decreto 1955/2000. La potencia instalada sobre la que realizar el cálculo de la garantía depende del tipo de instalación, en la tecnología fotovoltaica en las instalaciones de autoconsumo, reguladas por el Real Decreto 244/2019 correspondo a la suma de las potencias máximas de los inversores.

V. **Inscripción en el Registro de Instalaciones de Baja Tensión (código 0019).** Cualquier instalación eléctrica debe estar inscrita bien en el registro de instalaciones de Baja Tensión. La solicitud puede descargarse en la “Guía de procedimientos y Servicios”, con el código 0019, en dicha solicitud se indica la documentación que se debe disponer en el momento de su registro

VI. Registro Administrativo de Autoconsumo (código 0019 o código 0007). La Ley 24/2016, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico expresa la obligación para los consumidores acogidos a cualquiera de las modalidades de autoconsumo de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio para la Transición Ecológica que habilita a las comunidades autónomas para la creación y gestión de los correspondientes registros territoriales de autoconsumo, desde donde se comunicarán posteriormente los datos al Ministerio. En la Región de Murcia la inscripción se realiza incorporando sus datos en el Registro de instalaciones de baja tensión. La solicitud para su inscripción se realiza por tanto de manera conjunta con los procedimientos 0019 o 0007.

3 ESTUDIO PREVIO AL DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

3.1 REQUISITOS DEL SISTEMA

Para conocer los requisitos del sistema se va a estudiar el consumo de energía eléctrica de la entidad, para ello, se ha hecho uso del histórico de consumo que la empresa ha facilitado. Esta factura corresponde al último periodo de consumo la cual abarca del 1/04/2021 a 30/04/2021, en ella encontramos en un diagrama de barras con los consumos aproximados de los últimos 11 meses (*Ilustración 26*).

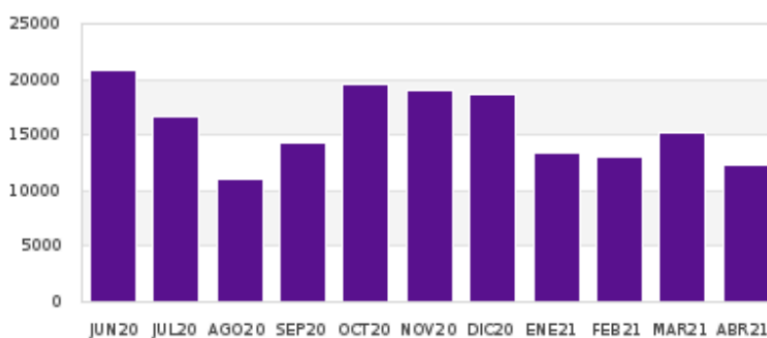


Ilustración 26. Histórico de consumo de la empresa entre junio de 2020 y abril de 2021.

Sin embargo, gracias a los datos facilitados por el contador de la compañía eléctrica suministradora se ha conseguido saber las mediciones mensuales para cada periodo, con los cuales se ha construido la *tabla 1*.

MES	POTENCIA (kWh)			
	P1+P4 (PUNTA)	P2+P5 (LLANO)	P3+P6 (VALLE)	TOTAL
Enero	2236	6876	4294	13406
Febrero	2218	6764	4116	13098
Marzo	2530	7845	4783	15158
Abril	2177	6318	3790	12285
Mayo	3805	11107	6409	21321
Junio	3862	10850	6198	20910
Julio	2993	8551	5083	16627
Agosto	2075	5930	3129	11134
Septiembre	2661	7465	4204	14330
Octubre	3413	10265	5975	19653
Noviembre	3285	9924	5831	19040
Diciembre	3111	9405	6195	18711
ANUAL	34366	101300	60007	195673

Tabla 1. Datos de potencia por periodos y total para cada mes.

Por otro lado, también en la factura, se puede encontrar que el peaje de acceso es 3.0A por lo que los periodos 1, 2 y 3 corresponden al consumo de lunes a viernes y los periodos 4, 5 y 6 corresponden al fin de semana. Además, por tener esta tarifa, cada periodo le corresponde un horario que como podemos ver con la ayuda de la *tabla 1* y la *Ilustración 27*, los consumos que se reflejan en el intervalo de tiempo que recoge “PUNTA” tanto en invierno como en verano equivalen a la suma del periodo uno y el periodo cuatro; los consumos que recogen el horario de “LLANO” son la suma de los periodos dos y cinco; el horario nocturno o también llamado “VALLE” equivale a la suma del periodo tres y seis.

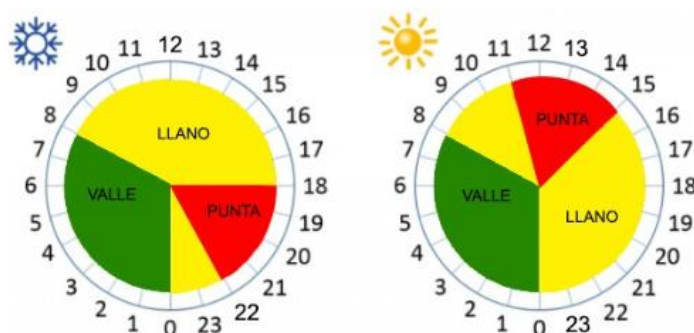


Ilustración 27. Horario de invierno y de verano para una tarifa 3.0A.

Finalmente, como observamos en la *tabla 1*, el periodo con más consumo es el dos, que corresponde a la suma del periodo dos y el periodo cinco, el horario para estos periodos es el llano, es decir entre las 8:00 y las 18:00 y entre las 22:00 y las 0:00 en horario de invierno y, para el verano entre las 8:00 y las 11:00 y luego entre las 15:00 y las 0:00. Solamente durante este periodo la energía consumida es de 101300 kWh a lo largo de

todo el año, lo cual supone el 52% de la demanda energética sobre el total. Por otro lado, el periodo de valle supone el 31% de toda la demanda energética con 60007 kWh y, por consiguiente, el consumo en el periodo de punta supone únicamente el 18% y son 34366 kWh.

De esta manera, gracias a la página de la ESIPE [28] (Entidad Supervisora Independiente de Proyectos Energéticos) la cual nos menciona que en los periodos tarifarios los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre y octubre pertenecen al periodo de verano y los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo pertenecen a invierno, el cambio de periodo corresponde con el cambio de hora y a la página de sunrise and sunset [29] que nos dice las horas de salida y puesta del sol de cada día del mes en Murcia se ha podido elaborar la *Ilustración 28* donde queda reflejada la demanda energética anual siendo de 195673 kWh, de este dato, 107692 kWh son consumidos en horas de solar, es decir, la demanda diurna representa un 55% de la demanda total anual. Todos los datos de dicha ilustración quedan reflejados en la *Tabla 2* donde podemos observar la comparación entre la demanda total mensual y la demanda diurna de cada mes también junto con la relación de estas.

Mes	Demanda total	Demanda diurna	Relación
Enero	13406	5730	43%
Febrero	13098	6191	47%
Marzo	15158	8400	55%
Abril	12285	7379	60%
Mayo	21321	12936	61%
Junio	20910	13226	63%
Julio	16627	10398	63%
Agosto	11134	6914	62%
Septiembre	14330	9252	65%
Octubre	19653	10430	53%
Noviembre	19040	8999	47%
Diciembre	18711	7837	42%
TOTAL	195673	107692	55%

Tabla 2. Relación entre la demanda total y la demanda diurna.

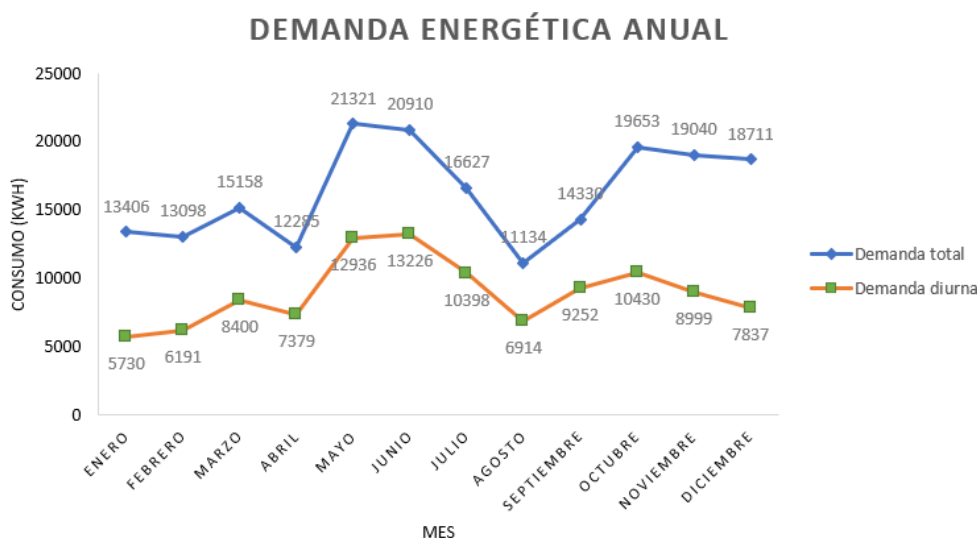


Ilustración 28. Comparación demanda diurna y total anual.

3.1.1 RADIACIÓN DISPONIBLE E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS

La radiación solar ya se ha contemplado en apartados anteriores, concretamente en el 1.7.3 “Situación de la energía solar fotovoltaica en España”, y como se podía observar en la *Ilustración 21* en España la radiación es muy superior respecto a otros países del norte, sin embargo, es por este motivo también que el rendimiento es peor, pues a mayor temperatura en la placa, el rendimiento de esta será menor, es decir, trabajan mejor cuando menor sea la temperatura (*Ilustración 18*).

Para obtener los datos de energía solar del emplazamiento donde se va a realizar la instalación, se va a hacer uso de la página web PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), esta web está desarrollada por el European Commission Joint Research Centre (JRC) y el enfoque principal que tiene es la investigación en evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico y la difusión de conocimientos y datos sobre energía solar. PVGIS lleva funcionando desde 2001 y, a día de hoy, permite analizar la radiación solar en cualquier lugar de Europa, África, así como gran parte de Asia y América.

De esta manera, una vez en la web de PVGIS, se accede al apartado de rendimiento de un sistema FV conectado a red, en él se introducen la dirección del lugar, la base de datos de radiación solar, la tecnología del panel, la potencia que se va a instalar, las pérdidas del sistema, la inclinación y el azimut dando como resultado una vez simulado el sistema la *Ilustración 29*.

En dicha ilustración podemos encontrar que la potencia fotovoltaica instalada es de 62.1 kWp esto es debido a diferentes razones, en primer lugar, la potencia contratada es de 50 kW por lo tanto la potencia del inversor debe rondar estos valores y, en segundo lugar, el sistema fotovoltaico ha de ser capaz de producir lo suficiente como para contrarrestar la demanda diurna mostrada en la *Ilustración 28*. Las pérdidas del sistema se van a suponer del 12% debidas al cableado, a los inversores, a polvo y a condiciones meteorológicas

adversas como nieve que puede caer sobre la placa fotovoltaica. El ángulo de inclinación de las placas va a ser de 35 ° pues es el que se considera óptimo. La producción anual fotovoltaica es de 106101.58 kWh un valor un tanto inferior a la demanda diaria comentada en el apartado anterior pero lo suficiente elevado como para compensar el 98.52% de toda esta demanda. Finalmente, como comentábamos la temperatura es un factor negativo en las placas, y en nuestro caso, supone una pérdida de rendimiento del 7.41 % obteniendo finalmente unas pérdidas del 20.14 %.

Datos proporcionados:		Resultados de la simulación	
Latitud/Longitud:	38.031, -0.995	Ángulo de inclinación:	35 (opt) °
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut:	0 °
Base de datos:	PVGIS-SARAH	Producción anual FV:	106101.58 kWh
Tecnología FV:	Silicio cristalino	Irradiación anual:	2139.49 kWh/m ²
FV instalado:	62.1 kWp	Variación interanual:	3365.76 kWh
Pérdidas sistema:	12 %	Cambios en la producción debido a:	
		Ángulo de incidencia:	-2.54 %
		Efectos espectrales:	0.56 %
		Temperatura y baja irradiancia:	-7.41 %
		Pérdidas totales:	-20.14 %

Ilustración 29. Datos estimados de la producción eléctrica solar. (Fuente: PVGIS [30])

Por otro lado, si analizamos las sombras, puesto que la nave industrial se encuentra medianamente aislada en el polígono industrial y no tiene elementos físicos ni naturales que se interpongan en la fachada del edificio y, además, partimos de que la fachada no tiene ninguna inclinación, podemos concluir que las sombras no van a suponer ningún obstáculo en la instalación.

3.2 PANELES SOLARES

El mercado de las placas ha avanzado mucho en las últimas décadas. Es por este motivo, que a la hora de elegir el módulo solar se ha buscado entre los mejores fabricantes de estas, 9 de estos proveedores son chinos y, Hanwha Q-CELLS es surcoreano, por lo que podemos decir que el continente asiático tiene mucho potencial en este sector (*Ilustración 30*). Esto se nota si nos fijamos sobre todo en los GW que China tiene instalado de energías renovables, encabezando el primer puesto del mundo con 894,8 GW de los cuales, 49 GW, son de energía solar.

Top 10 Fabricante de paneles solares 2020	
Rang	Fabricant
1	JinkoSolar
2	Trina Solar
3	Canadian Solar
4	JA Solar
5	Hanwha Q-CELLS
6	GCL-SI
7	LONGi Solar
8	Risen Energie
9	Shunfeng (incl. Suntech)
10	Yingli Green

Ilustración 30. Principales fabricantes de módulos fotovoltaicos. (Fuente: pannellisolarifv [31])

Entre los tres primeros fabricantes más característicos se ha realizado la *Tabla 3* donde se muestran los paneles de cada uno en igualdad de condiciones para así seleccionar cual es el que más conviene:

Características	TRINA SOLAR 340Wp 24V (SPLITMAX)	JINKO Cheetah 340Wp 60M	CANADIAN SOLAR - Kumax - CS3U-340P
Potencia nominal (Pmax)	340 Wp	340 Wp	340 Wp
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46,1 V	41,7 V	45,9 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,5 A	10,55 A	9,36 A
Voltaje nominal (Vmp)	37,6 V	34,2 V	38,4 V
Intensidad Nominal (Imp)	9,05 A	9,96 A	8,86 A
Eficiencia del módulo	17,10%	20,15%	17,14%
Precio (IVA incluido)	143,99 €	137,00 €	170,99 €

Tabla 3. Comparación de placas solares entre fabricantes.

Aunque de primeras las tres elecciones pueden resultar muy parecidas, la característica en la que vamos a basarnos para elegir el módulo fotovoltaico va a ser cuál de ellos tiene mayor voltaje nominal pues la eficiencia, aunque es importante, todos van a otorgar 340 Wp. En este sentido se elegiría el módulo de Canadian Solar, sin embargo, debido a su elevado precio, se optará mejor por los paneles fotovoltaicos de Trina Solar que, aunque tienen menor voltaje nominal, es insignificante y el precio es bastante más reducido.

Cabe mencionar que todas las medidas realizadas por los fabricantes están hechas siguiendo las condiciones STC (Condiciones Estándar de Medida) que define estas condiciones como: “Valores de referencia, utilizados en los ensayos de los paneles fotovoltaicos: Irradiancia sobre el plano de captación de 1000 W/m², temperatura ambiente de 25°C y masa de aire (AM) de 1,5”.

Durante la realización del trabajo, se ha encontrado unas placas también del fabricante Trina Solar, pero de una marca más novedosa, la Tallmax, la cual ofrece mayor potencia y voltaje nominales a un precio menor, en la *Tabla 4* se encuentran sus características eléctricas.

Características	TRINA SOLAR 345Wp (TALLMAX)
Potencia nominal (Pmax)	345 Wp
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9,62 A
Voltaje nominal (Vmp)	37,7 V
Intensidad Nominal (Imp)	9,15 A
Eficiencia del módulo	17,00%
Precio (IVA incluido)	125,24 €

Tabla 4. Características eléctricas de la placa solar Tallmax de Trina Solar de 345 W.

3.3 INVERSOR

En cualquier instalación solar fotovoltaica, es imprescindible el uso de un inversor previo a la conexión a la red eléctrica ya que es el que se encarga de transformar la corriente continua suministrada por el sistema fotovoltaico en corriente alterna adecuándola para su vertido en la red eléctrica y autoconsumirla, ya que, obviamente, todos los receptores eléctricos de la empresa consumen energía y necesitan de este filtrado.

El inversor deberá de incorporar un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permita maximizar la producción de la instalación para las diferentes condiciones.

Al igual que se ha hecho con las placas solares, se va a buscar quienes son los mayores distribuidores de inversores para así poder garantizar una elevada fiabilidad y garantía con el inversor (*Ilustración 31*).

Make	Model	Sizes (kW)	Warranty	Price
Fronius	Primo	3,4,5,6,8,2	10 Year	\$\$\$\$
SolarEdge	HD Wave	3,4,5,6,8,10	12 Year	\$\$\$\$
SMA	Sunny Boy	3,3,6,4,5,6	5 Year*	\$\$\$
Sungrow	SG Premium	2,2.5,3,5,8	10 Year	\$\$
Huawei	SUN2000L1	3,3.6,4,5,6	10 Year	\$\$\$
FIMER	UNO DM PLUS	3,3.3,4,6,5	10 Year	\$\$\$

Ilustración 31. Mejores inversores solares en 2021. (Fuente: Clean Energy Reviews [32])

Aunque los seis fabricantes son muy buenos, en nuestro rango de potencia el modelo que más se encuentra es el Huawei Sun 2000L de 60kW por lo que vamos a optar por este, sus condiciones son las mostradas en la *Tabla 5*.

	Características	Huawei SUN2000-60KTL-M0
ENTRADA	Potencia máxima (kW)	60000 W
	Tensión máxima de entrada	1100 V
	Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
	Tensión de funcionamiento MPPT	200 V - 1000 V
	Eficiencia	98,50%
	Númeor de MPPT	6
SALIDA	Potencia activa	60000 W
	Potencia máxima activa de CA	66000 W
	Tensión nominal de salida	230 V / 400 V
	Frecuencia nominal de red de CA	60 Hz
	Intensidad máxima de salida	95,3 A
	Precio (IVA incluido)	3.921,01 €

Tabla 5. Características del inversor de Huawei de 60kW.

4 DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.1 ELECCIÓN DE LA POTENCIA A INSTALAR

A la hora de elegir la potencia a instalar, es imprescindible saber las características de los módulos fotovoltaicos que se van a utilizar y el número de estos, pues la potencia dependerá de la suma de las potencias que pueden otorgar cada placa.

El total de placas solares se conectarán en serie y paralelo para mantenerse dentro de los rangos de máxima potencia del inversor. Para elegir el número de módulos se plantean diferentes hipótesis donde nos basaremos en la tensión y corriente nominal de las placas además de la tensión de cortocircuito de la misma, también habrá que tener en cuenta la tensión máxima de entrada del inversor, su corriente de entrada máxima por MPPT y la tensión de funcionamiento MPPT. Por otro lado, también será decisivo el tipo de contrato que tenemos para saber que tan rentable son los excedentes producidos.

En todas las hipótesis, el sistema fotovoltaico va a estar dispuesto de la misma manera, con la misma inclinación y orientación y buscando la mayor eficiencia posible. Por ello, en primer lugar, se va a realizar una alternativa basándonos en compensar el 100% del consumo en horas solares produciendo los mínimos excedentes posibles pues se cobran a un precio muy bajo, además se intentará conseguir la máxima eficiencia del inversor como se observa en la curva de eficiencia de la ficha técnica adjuntada en el capítulo “Anexos” de la memoria este trabajo. Por otro lado, en la segunda alternativa, no se tendrán en cuenta los excedentes producidos y se diseñará con el fin de producir la máxima potencia dentro de los límites de tensión, corriente y que tanto se puede compensar en la factura, en este caso también se buscará la máxima eficiencia del inversor a partir de la tensión de entrada como en la anterior alternativa.

4.3 ALTERNATIVA 1: GENERACIÓN DE ENERGÍA SEGÚN EL CONSUMO EN HORAS SOLARES

En esta primera alternativa, se dimensiona la demanda anual consiguiendo excedentes en ciertos meses según el consumo que haya en ellos. El mes con más consumo es junio debido a la cantidad de horas de sol saliendo el sol antes de las siete de la mañana y escondiéndose más tarde de las nueve de la tarde consumiendo así energía en los tres periodos y, aunque la producción en este mes es muy elevada por el mismo motivo, no alcanza a producirse lo suficiente. Por otro lado, el mes en el que se produce más excedente es en agosto pues sigue habiendo una gran cantidad de horas solares pero puesto que la empresa utiliza este mes de vacaciones el consumo es muy poco y la producción fotovoltaica muy elevada. En la *Tabla 6* podemos encontrar el consumo en horas solares dividido por periodos en el último año (todos los datos están en kWh), de esta misma tabla se han utilizado los datos para realizar la anterior *Ilustración 28*.

CONSUMO EN HORAS SOLARES			
MES	PUNTA	LLANO	VALLE
Enero	0	5729,98	0,00
Febrero	554,5	5636,64	0,00
Marzo	1265	6537,47	597,88
Abril	2177	4738,50	463,63
Mayo	3805	8330,25	801,13
Junio	3862	8589,58	774,75
Julio	2993	6769,54	635,38
Agosto	2075	4447,50	391,13
Septiembre	2661	6065,31	525,50
Octubre	3413	6270,20	746,88
Noviembre	0	8269,97	728,88
Diciembre	0	7837,47	0,00

Tabla 6. Consumo en horas solares dividido en periodos.

De esta manera, el consumo total en horas solares por mes queda reflejado en la *Tabla 7*.

Mes	Consumo en horas solares (kWh)
Enero	5729,98
Febrero	6191,14
Marzo	8400,35
Abril	7379,13
Mayo	12936,38
Junio	13226,33
Julio	10397,92
Agosto	6913,63
Septiembre	9251,81
Octubre	10430,08
Noviembre	8998,84
Diciembre	7837,47
Total	107693,05

Tabla 7. Consumo en horas solares por mes y el total.

Una vez sabidos los kWh a compensar anualmente, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico. La potencia pico que van a generar el conjunto de paneles solares es de 62100 Wp y va a ser la potencia de entrada del inversor, a pesar de que el inversor es de 60000 Wp se puede llegar a sobredimensionar hasta un 50% de esta potencia siempre y cuando no se superen los márgenes de MPPT de tensión y corriente del inversor. De esta forma siguiendo la ecuación 1, en total se dispondrán 180 paneles.

$$\text{Número previsto de placas} = \frac{P_{cc\text{inversor}}}{P_{placa}} = \frac{62100 \text{ W}}{345 \text{ W}} = 180 \text{ placas}$$

Ecuación 1. Número previsto de placas. Alternativa 1.

Como comentábamos en el apartado anterior, en el capítulo “Anexos” del trabajo, podemos encontrar la ficha técnica del inversor y, en su curva de eficiencia, observamos que la mayor eficiencia se produce a los 600 V de entrada por ello, vamos a intentar conseguir dicho voltaje.

Por un lado, vamos a comprobar cual es el número máximo y el número mínimo de placas en serie en la ecuación 2 y 3 respectivamente. Para calcular estos valores de placas se va a poner el valor máximo y mínimo de tensión de funcionamiento MPPT (200 y 1000 V) en el numerador y, en el denominador, la tensión pico de la placa.

$$\text{Número máximo placas en serie} = \frac{V_{MPPT\text{máxima}}}{V_{pico}} = \frac{1000 \text{ V}}{37.7 \text{ V}} = 26,52$$

→ 26 placas en serie

Ecuación 2. Número máximo de placas en serie. Alternativa 1.

Redondeamos hacia abajo pues se trata de un máximo y no podemos superar el valor.

$$\text{Número mínimo de placas en serie} = \frac{V_{MPPT\text{mínima}}}{V_{pico}} = \frac{200 \text{ V}}{24 \text{ V}} = 8,333$$

→ 9 placas en serie

Ecuación 3. Número mínimo de placas en serie. Alternativa 1.

Redondeamos hacia arriba ya que es un mínimo y no puede ser menor que el valor obtenido.

A continuación, aunque el número máximo de placas en serie es 26, la tensión máxima que soporta el inversor es de 1100 V por lo que necesitamos calcular el número límite de placas en serie a partir de la tensión de cortocircuito de la placa. De todas formas, la tensión de cortocircuito de la placa no es una tensión de trabajo, puesto que la placa nunca estará en vacío, pero es el valor máximo de la tensión que puede proporcionar la placa y, por tanto, define el valor limitante que nunca superará la placa en su funcionamiento.

$$\text{Número límite de placas en serie} = \frac{V_{in\text{máxima}}}{V_{cortocircuito}} = \frac{1100 \text{ V}}{46.4 \text{ V}} = 23,707$$

→ 23 placas en serie

Ecuación 4. Número límite de placas en serie. Alternativa 1.

Al igual que en la *ecuación 2* redondeamos hacia abajo por tratarse de un máximo. Por lo tanto, el número máximo de placas que se pueden llegar a colocar en serie son 23, sin embargo, puesto que nosotros queremos trabajar en máxima eficiencia del inversor, la tensión de funcionamiento en MPPT que se va a utilizar es la de 600 V, en la *ecuación 5* se calcula el número de placas en serie que se utilizarán.

$$\begin{aligned} \text{Número de placas en serie} &= \frac{V_{\text{max eficiencia}}}{V_{\text{pico}}} = \frac{600 \text{ V}}{37,7 \text{ V}} = 15,915 \\ &\rightarrow 15 \text{ placas en serie} \end{aligned}$$

Ecuación 5. Número de placas en serie a colocar. Alternativa 1.

A pesar de estar muy cerca de 16, va a redondearse a la baja pues en cálculos externos se ha comprobado con la instalación es más rentable con 15 que con 16 placas en serie.

De esta manera, una vez sabido tanto el número de placas a utilizar como el número de placas en serie, se procede a calcular las líneas en paralelo, *ecuación 6*.

$$\begin{aligned} \text{Número de líneas en paralelo} &= \frac{\text{Número de placas}}{\text{Número de placas en serie}} = \frac{180}{15} \\ &= 12 \text{ líneas en paralelo} \end{aligned}$$

Ecuación 6. Número de líneas en paralelo. Alternativa 1.

De esta manera podemos asegurar que tanto las placas en serie como las líneas en paralelo están dentro de los márgenes calculados, por lo que en estas condiciones queda configurada por 12 líneas en paralelo de 15 placas cada una. Con esta configuración se obtendrá la potencia suficiente para abastecer el consumo en horas solares, lo que dará un total de módulos según los previstos en la *ecuación 1*.

$$\begin{aligned} \text{Número total de placas} &= \text{Número de líneas en paralelo} \cdot \text{Número de placas en serie} \\ &= 15 \cdot 12 = 180 \text{ placas} \end{aligned}$$

Ecuación 7. Número total de placas.

Con esta configuración el grado de sobredimensionamiento de la potencia en paneles respecto a la nominal del inversor es de:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia pico en placas}}{\text{Potencia en CA}} = \frac{62100 \text{ W}}{60000 \text{ W}} = 1,035$$

Ecuación 8. Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico.

Es decir, un 3.5 %.

A continuación, se comprobará que la tensión y corriente de entrada del inversor son inferiores a las máximas para funcionar en el rango de MPPT.

El número de líneas en paralelo determina la corriente del sistema fotovoltaico y, por tanto, no deberá ser mayor que la corriente de entrada máxima MPPT del inversor. En nuestro caso, por MPPT se permiten 22 A y hay 6 MPPTs por lo que en total se permite una corriente de:

$$\begin{aligned} \text{Corriente de entrada máxima MPPT} &= I_{\text{máx por MPPT}} \cdot N^{\circ} \text{ de MPPTs} = 22 \cdot 6 \\ &= 132 \text{ A} \end{aligned}$$

Ecuación 9. Corriente de entrada máxima MPPT. Alternativa 1.

Por lo tanto, al tener 12 líneas en paralelo, nuestro corriente de entrada pico es de:

$$\begin{aligned} \text{Corriente de entrada pico} &= \text{Número de líneas en paralelo} \cdot I_{\text{pico placa}} \\ &= 12 \cdot 9.15 = 109,8 \text{ A} \end{aligned}$$

Ecuación 10. Corriente de entrada pico. Alternativa 1.

Obviamente, nuestra corriente de entrada pico es menor que la corriente de entrada máxima para que el inversor funcione en MPPT por lo que en el caso de la corriente está bien dimensionado.

Por otro lado, en cuanto a la tensión pico de trabajo, obviamente está dentro del rango MPPT pues hemos elegido los 600 V para que trabaje con la mejor eficiencia posible del inversor. Sin embargo, se queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Tensión pico de trabajo} &= \text{Número de placas en serie} \cdot V_{\text{pico}} = 15 \cdot 37,7 \\ &= 565,5 \text{ V} \end{aligned}$$

Ecuación 11. Tensión pico de trabajo. Alternativa 1.

Aunque no es exactamente el valor deseado, es muy próximo. Con cálculos externos la rentabilidad económica de este diseño es mejor que si pudiéramos una placa más en serie para alcanzar los 600 V de forma más exacta. Además, la eficiencia del inversor sigue siendo bastante elevada de igual manera.

Para el cálculo del espacio ocupado por las placas, las placas estarán dispuestas en filas consecutivas. En este caso, al estar apoyadas sobre la propia fachada del edificio en sus respectivas estructuras soporte y, cada una va a estar junto a otra no van a producirse sombras en el eje horizontal. Sin embargo, si que se deberá de calcular la sombra proyectada verticalmente por la placa pues afectará a las filas de detrás. Por lo tanto, para evitar que se produzcan este tipo de sombras, debe dejarse un espacio mínimo (l) entre filas, la cual viene dada por la altura relativa (h) entre una fila y la siguiente y de la latitud del lugar en el que está emplazada la instalación.

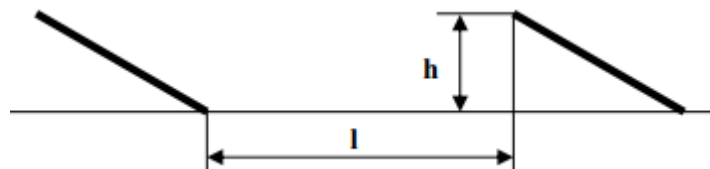


Ilustración 32. Vista lateral de las placas. Alternativa 1.

Para calcular la distancia l , se tendrá que multiplicar por el factor k que viene dado por la latitud del lugar por h que era la altura relativa de cada placa como se aprecia en la ecuación 12.

$$l = k \cdot h$$

Ecuación 12. Distancia (l) entre placas. Alternativa 1.

Para calcular k , se empleará la *ecuación 13* la cual tiene en cuenta la latitud del emplazamiento. En nuestro caso, al estar en Beniel (Murcia), la latitud es de 38° .

$$k = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - 38^\circ)} = 2,356$$

Ecuación 13. Cálculo del factor k en función de la latitud del lugar. Alternativa 1.

Por otro lado, para saber h , habrá que observar la ficha técnica de las placas elegidas donde vienen dibujadas las dimensiones del módulo fotovoltaico. En la *Ilustración 33*, como bien viene indicado, el largo es de 2024 mm, el ancho de 1004mm y el alto de 35 mm, con un peso de 22,8 kg. Esto quiere decir que cada placa es de 2,024 metros x 1,004 metros, es decir, $2,012 \text{ m}^2$.

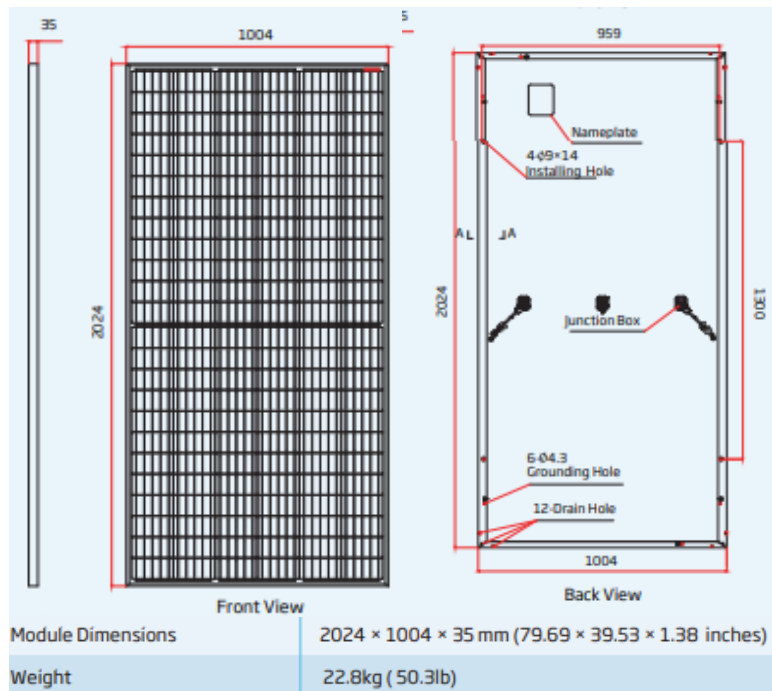


Ilustración 33. Datos mecánicos de la placa.

Para decidir como colocarlas, se van a disponer las placas de forma vertical de 1 en 1, en 4 filas diferentes apoyadas en soportes dispuestos de la siguiente manera:

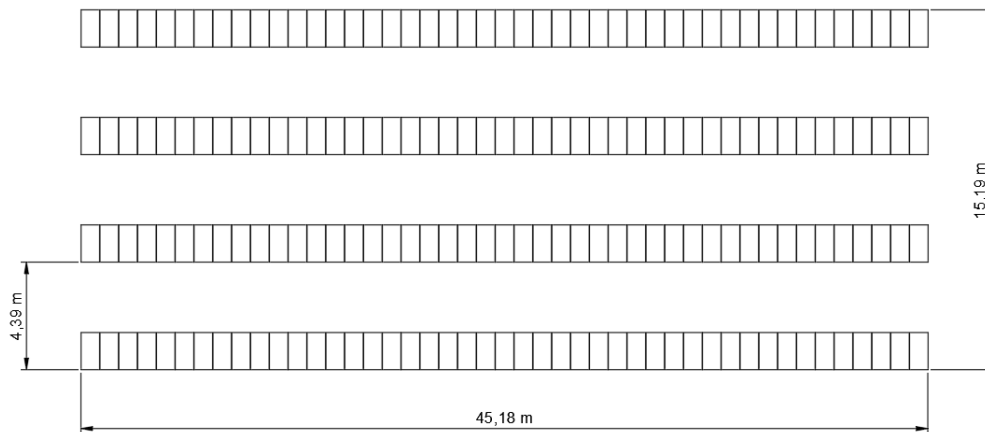


Ilustración 34. Disposición de las placas. Alternativa 1.

Como tenemos un total de 180 placas, se van a disponer en cada una de las 4 filas, un total de 45 placas por lo que cada bloque tiene 45,18 metros de largo. Por otro lado, en cuanto al ancho que vamos a ocupar, vendrá dado por la proyección de cada palca que será la proyección de los 2,024 metros sobre el suelo (m), más la zona de sombras que debe quedar libre entre cada fila y la siguiente (l).

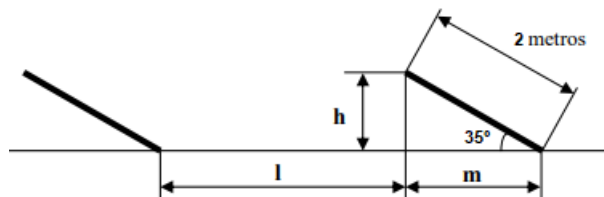


Ilustración 35. Vista lateral para el cálculo de las sombras. Alternativa 1.

Para el caso de un ángulo de 35°, la altura (h) viene dada por la siguiente ecuación:

$$h = 2,024 \text{ metros} \cdot \text{sen}(35^\circ) = 1,16 \text{ metros}$$

Ecuación 14. Cálculo de la altura h de la placa para el ángulo de inclinación de 35°. Alternativa 1.

Por otro lado, la longitud m, que es la proyección sobre el suelo de la placa con el ángulo dado es:

$$m = 2,024 \text{ metros} \cdot \text{cos}(35^\circ) = 1,66 \text{ metros}$$

Ecuación 15. Cálculo de la proyección sobre el suelo m de la placa para el ángulo de inclinación de 35°. Alternativa 1.

Como se ha calculado en la *ecuación 13* el factor k es de 2,356 y deberá de multiplicarse por la altura h calculada en la *ecuación 14* para obtener la distancia l que es la longitud que hay que dejar entre placas.

$$l = 1,16 \text{ metros} \cdot 2,356 = 2,73 \text{ metros}$$

Ecuación 16. Distancia l entre placas que hay que dejar entre placas para evitar la zona de sombras. Alternativa 1.

De esta manera, cada bloque de placas junto con las posibles sombras generadas dispondría del ancho y el largo calculados en las *ecuaciones 17 y 18* respectivamente.

$$\text{Ancho} = l + m = 2,73 \text{ metros} + 1,66 \text{ metros} = 4,39 \text{ metros}$$

Ecuación 17. Ancho de los módulos teniendo en cuenta las sombras. Alternativa 1.

$$\text{Largo} = 1,004 \text{ metros} \cdot 45 \text{ placas} = 45,18 \text{ metros}$$

Ecuación 18. Largo de los módulos de placas. Alternativa 1.

En la *ecuación 19* se obtiene la superficie total de cada bloque.

$$\begin{aligned} \text{Superficie por bloque} &= \text{Ancho} \cdot \text{Largo} = 4,39 \text{ metros} \cdot 45,18 \text{ metros} \\ &= 198,34 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Ecuación 19. Superficie por bloque. Alternativa 1.

Como se observa en la *ilustración 2* la superficie de toda la cubierta es de $932,19 \text{ m}^2$ y, cada uno de los bloques de placas solares que queremos colocar tiene $198,34 \text{ m}^2$, menos el último de todos que como no tiene nada detrás no será necesario agregar la distancia debido a la proyección de la placa sobre el suelo, por lo tanto, la superficie total que vamos a utilizar es de:

$$\begin{aligned} \text{Superficie total para la instalación} \\ &= 198,34 \text{ m}^2 \cdot 3 \text{ bloques} + (2,024 \text{ metros} \cdot 45,18 \text{ metros}) \\ &= 686,28 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Ecuación 20. Superficie total de la instalación. Alternativa 1.

Para terminar el cálculo de espacio ocupado por placas, podemos decir gracias a la *ecuación 21* que tenemos un total de $245,95 \text{ m}^2$ de sobra así que se podrá realizar una correcta instalación de las placas en el tejado de la empresa.

$$\text{Superficie libre} = 932,19 \text{ m}^2 - 686,24 \text{ m}^2 = 245,95 \text{ m}^2$$

Ecuación 21. Superficie libre del tejado de la nave de la empresa. Alternativa 1.

A continuación, procedemos a utilizar la herramienta de rendimiento de un sistema FV conectado a red de la página web PVGIS que hemos mencionado en el apartado 3.1.1 *Radiación disponible e inclinación de los módulos* para consultar la producción mensual en kWh de nuestro sistema fotovoltaico para así poder compararlo con el consumo en horas solares de cada mes. Para hacerlo, como hemos comentado antes únicamente hace falta introducir los datos de la potencia instalada, las pérdidas del sistema y el ángulo de inclinación de las placas obteniendo así la *Tabla 8*.

Mes	Producción eléctrica del SFV (kWh)
Enero	7659,3
Febrero	7318,9
Marzo	9325,3
Abril	9401,1
Mayo	10046,6
Junio	10151,7
Julio	10551,2
Agosto	10414,5
Septiembre	9032,4
Octubre	8308,2
Noviembre	6947,8
Diciembre	6941,4
Total	106098,4

Tabla 8. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico en kWh. Alternativa 2. (Fuente: PVGIS [30])

Con estos datos podemos confirmar que la producción de electricidad anual del sistema fotovoltaico en comparación con el consumo de todo un año en horas solares el cual se muestra en la *Tabla 7* es prácticamente el mismo y, por tanto, casi todo lo consumido va a producirse, sin embargo, hay que tener en cuenta que aunque la producción anual sea aproximadamente la misma que el consumo anual en horas solares no significa que en cada uno de los meses sea así, por eso en la *Tabla 9* tenemos una comparación de estos dos factores junto con su relación en porcentaje.

Mes	Consumo en horas solares (kWh)	Generación del sistema fotovoltaico (kWh)	Relación consumo - generación
Enero	5729,98	7659,3	133,7%
Febrero	6191,14	7318,9	118,2%
Marzo	8400,35	9325,3	111,0%
Abril	7379,13	9401,1	127,4%
Mayo	12936,38	10046,6	77,7%
Junio	13226,33	10151,7	76,8%
Julio	10397,92	10551,2	101,5%
Agosto	6913,63	10414,5	150,6%
Septiembre	9251,81	9032,4	97,6%
Octubre	10430,08	8308,2	79,7%
Noviembre	8998,84	6947,8	77,2%
Diciembre	7837,47	6941,4	88,6%
Total	107693,05	106098,4	98,52%

Tabla 9. Relación entre el consumo en horas solares y la generación del sistema fotovoltaico. Alternativa 1.

De esta manera observamos que en los meses de enero, febrero, marzo, abril, julio y agosto generan excedentes entre un 1 y un 50% extra de lo que se consume en las horas solares y aunque se producen excedentes durante medio año, el resultado anual indica que se produce un 98,52 % del consumo en horas solares. En la *Ilustración 36* se encuentran los datos dispuestos en la *Tabla 9* de una forma más gráfica y visual.

GENERACIÓN SFV RESPECTO AL CONSUMO EN HORAS SOLARES

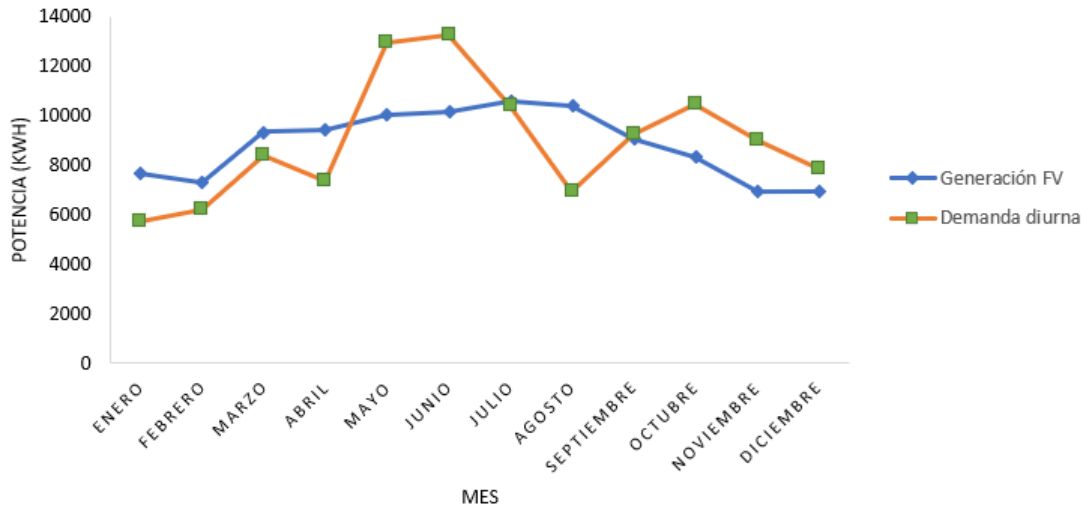


Ilustración 36. Generación del sistema fotovoltaico en comparación con el consumo en horas solares. Alternativa 1.

4.4 ALTERNATIVA 2: MÁXIMA GENERACIÓN DE ENERGÍA SEGÚN PARÁMETROS DEL INVERSOR

En esta segunda alternativa, se va a dimensionar el sistema fotovoltaico para colocar el máximo número de paneles que el inversor permite tanto en serie como en paralelo para trabajar en MPPT. Para los paneles en serie se intentará buscar la máxima eficiencia del inversor al igual que en la primera alternativa, pero, en este caso, para los paneles en serie no se tendrá en cuenta la rentabilidad económica y se dispondrán los suficientes para llegar a los 600 V, por otro lado, se pondrán más líneas en paralelo hasta acercarse bastante a la corriente máxima de entrada que permite en inversor para funcionar en MPPT con el fin de producir el máximo de kWh al año.

Por lo tanto, al igual que en la alternativa 1, se parte de la *Tabla 6* y *7* donde se muestran los consumos en horas solares divididos en periodos y la suma de todos los periodos por mes respectivamente.

Una vez sabidos los kWh a compensar anualmente, se procede a dimensionar el sistema fotovoltaico. La potencia pico que van a generar el conjunto de paneles solares de esta solución es de 71760 Wp, la cual va a ser la potencia de entrada del inversor. Como ya se ha comentado antes, aunque la potencia nominal de entrada del inversor es de 60000 Wp se puede llegar a sobredimensionar hasta un 50 %, es decir, hasta 90000 Wp de potencia siempre y cuando no se superen los márgenes de MPPT de tensión y corriente del inversor. De esta forma siguiendo la ecuación 22, en total se dispondrán 208 paneles.

$$\text{Número previsto de placas} = \frac{P_{cc\text{inversor}}}{P_{placa}} = \frac{71760 \text{ W}}{345 \text{ W}} = 208 \text{ placas}$$

Ecuación 22. Número previsto de placas. Alternativa 2.

Al igual que en la alternativa 1 y como comentábamos en el apartado anterior, en el anexo, “1.2.2 Inversor” se encuentra la ficha técnica del inversor y en ella, su curva de eficiencia, en esta gráfica, se observan diferentes rendimientos según la tensión de entrada siendo los 600 V el voltaje que más rendimiento otorga y, los 520 V el que menos, estando los 800 V entre ambos valores de eficiencia. Por lo tanto, vamos a poner los suficientes paneles en serie como para conseguir la eficiencia más elevada.

Como el inversor y las placas son las mismas, el número máximo, mínimo y límite de placas en serie es el mismo que el calculado en las ecuaciones 2, 3 y 4. Por lo que sabemos que para trabajar dentro del rango MPPT hay que utilizar como máximo 26 placas en serie y como mínimo 9 placas en serie, sin embargo, la tensión de cortocircuito nos limita a solamente disponer 23 placas en serie como máximo. Como sabemos esto no es problema pues queremos trabajar en los 600 V como se muestra en la ecuación 5, solo que en esta solución va a redondearse hacia arriba disponiendo un total de 16 placas en serie como se observa en la ecuación 23.

$$\text{Número de placas en serie} = \frac{V_{\text{max eficiencia}}}{V_{\text{pico}}} = \frac{600 \text{ V}}{37,7 \text{ V}} = 15,915$$

$$\rightarrow 16 \text{ placas en serie}$$

Ecuación 23. Número de placas en serie a colocar. Alternativa 2.

Seguidamente, como ya son conocidos tanto el número de placas a utilizar como el número de placas en serie, se procede a calcular las líneas en paralelo, ecuación 24.

$$\text{Número de líneas en paralelo} = \frac{\text{Número de placas}}{\text{Número de placas en serie}} = \frac{208}{16}$$

$$= 13 \text{ líneas en paralelo}$$

Ecuación 24. Número de líneas en paralelo. Alternativa 2.

De esta manera podemos asegurar que tanto las placas en serie como las líneas en paralelo están dentro de los márgenes calculados, por lo que en esta alternativa queda configurado el sistema fotovoltaico por 13 líneas en paralelo de 16 placas cada una. Con esta configuración se generará toda la potencia posible dentro de los márgenes de MPPT del inversor además de obtener la máxima eficiencia posible del mismo, lo que dará un total de módulos según los previstos en la ecuación 22.

$$\text{Número total de placas}$$

$$= \text{Número de líneas en paralelo} \cdot \text{Número de placas en serie}$$

$$= 16 \cdot 13 = 208 \text{ placas}$$

Ecuación 25. Número total de placas. Alternativa 2.

Con esta configuración el grado de sobredimensionamiento de la potencia en paneles respecto a la nominal del inversor es de:

$$\text{Sobredimensionamiento} = \frac{\text{Potencia pico en placas}}{\text{Potencia en CA}} = \frac{71760 \text{ W}}{60000 \text{ W}} = 1,196$$

Ecuación 26. Sobredimensionamiento del campo fotovoltaico. Alternativa 2.

Es decir, el sistema fotovoltaico está sobredimensionado en un 19,6 %.

A continuación, se comprobará que la tensión y corriente de entrada del inversor son inferiores a las máximas para funcionar en el rango de MPPT. De esta manera podemos asegurar que tanto las placas en serie como las líneas en paralelo están dentro de los márgenes calculados y así asegurar que en esta alternativa el sistema puede quedar configurado por 13 líneas en paralelo de 16 placas cada una

Como ya se ha calculado en la *ecuación 9*, la corriente máxima que permite a la entrada el inversor para trabajar en MPPT es de 132 A por lo que a partir del número de líneas en paralelo de esta alternativa se determinará la corriente del sistema fotovoltaico y, por tanto, se comprobará que es menor que el que viene dada por el inversor,

$$\begin{aligned} \text{Corriente de entrada pico} &= \text{Número de líneas en paralelo} \cdot I_{\text{pico placa}} \\ &= 13 \cdot 9.15 = 118,95 \text{ A} < 132 \text{ A} \end{aligned}$$

Ecuación 27. Corriente de entrada pico. Alternativa 2.

Por otro lado, en cuanto a la tensión pico de trabajo, obviamente está dentro del rango MPPT pues hemos elegido los 600 V para que el inversor trabaje con la mejor eficiencia posible:

$$\begin{aligned} \text{Tensión pico de trabajo} &= \text{Número de placas en serie} \cdot V_{\text{pico}} = 16 \cdot 37,7 \\ &= 603,2 \text{ V} \end{aligned}$$

Ecuación 28. Tensión pico de trabajo. Alternativa 2.

Para calcular que tanto espacio van a ocupar las placas, se van a disponer en filas consecutivas. Al igual que en el caso anterior, al estar apoyadas sobre la propia fachada del edificio en sus respectivas estructuras soporte y, cada una va a estar junto a otra no van a producirse sombras en la salida y la puesta de sol. Sin embargo, sí que se deberá de calcular la sombra proyectada verticalmente por la placa pues afectará a las filas de detrás. Por lo tanto, para evitar que se produzcan este tipo de sombras, debe dejarse un espacio mínimo (l) entre filas, la cual viene dada por la altura relativa (h) entre una fila y la siguiente y de la latitud del lugar en el que está emplazada la instalación.

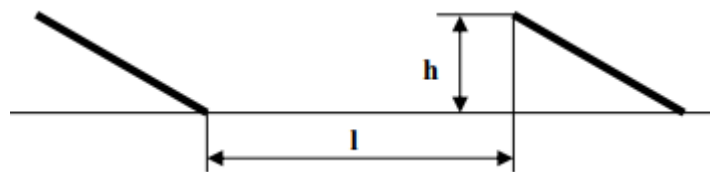


Ilustración 37. Vista lateral de las placas. Alternativa 1.

El procedimiento para calcular el ancho de las placas, es decir $l + m$ que sería la distancia que se muestra en la *Ilustración 35* es el mismo que en la alternativa 1, por lo que el resultado es el mismo, esto es debido a que las placas y los soportes que se utilizarían serían los mismos solo que, en nuestro caso tenemos más placas y por tanto más soportes donde colocarlas.

Cabe recordar que como se indica en la *Ilustración 33* las medidas de la placa son de 2024 mm de largo, 1004 mm de ancho y 35 mm de alto.

Como tenemos un total de 208 placas, y la superficie de la nave está limitada ya que solo se pueden llegar a poner como máximo 4 filas. Se van a disponer todas las placas posibles sobre la fachada, un total de 48 placas por lo que cada bloque tiene 48,192 metros de largo y, el resto de las placas faltantes se pondrán en soportes sobre la pared de la nave, siendo un total de 16 placas, en este caso hay hueco de sobra pues la pared tiene un largo de 50 metros, cabe aclarar que como se había comentado el edificio no tiene elementos elevados alrededor por lo que las sombras son nulas y estos módulos en las paredes no van a ser ningún inconveniente. De esta forma se dispondrán 192 de las 208 placas sobre el tejado del edificio.

Para decidir como colocarlas, se va a hacer igual que en la primera alternativa, pero poniendo más placas por fila, en este caso un total de 48 placas por fila, con un total de 4 filas hasta alcanzar las 192 placas comentadas.

La distribución sobre el tejado de la nave, por tanto, queda según la *Ilustración 37*.

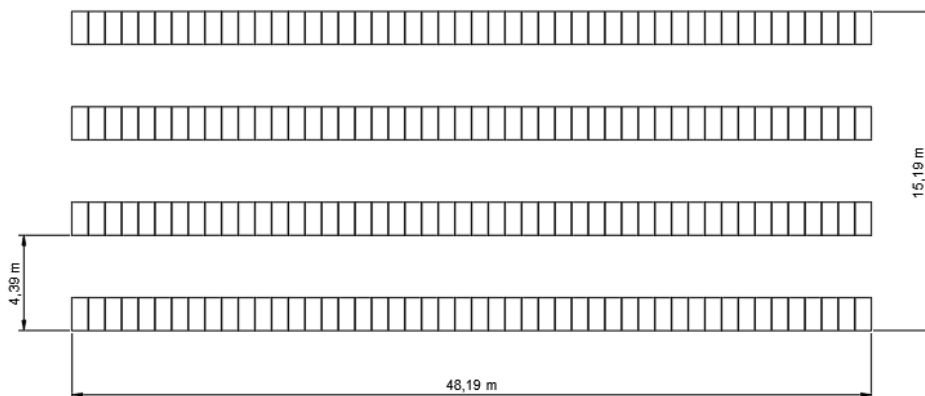


Ilustración 38. Disposición de las placas. Alternativa 2.

En cuanto a la proyección de sombras de los módulos va a ser la misma que la de la alternativa 1, es decir, en cuanto al ancho que vamos a ocupar, vendrá dado por la proyección sobre el suelo (m) de cada placa de los 2,024 metros, más la zona de sombras que debe quedar libre entre cada fila y la siguiente (l). Puesto que se trata de los mismos resultados se procede directamente al cálculo de la superficie de cada bloque de placas.

De esta manera, cada bloque de placas junto con las posibles sombras generadas dispondría del ancho y el largo calculados en las *ecuaciones 29 y 30* respectivamente.

$$\text{Ancho} = l + m = 2,73 \text{ metros} + 1,66 \text{ metros} = 4,39 \text{ metros}$$

Ecuación 29. Ancho de cada bloque teniendo en cuenta las sombras. Alternativa 2.

$$\text{Largo} = 1,004 \text{ metros} \cdot 48 \text{ placas} = 48,192 \text{ metros}$$

Ecuación 30. Largo de cada bloque de placas. Alternativa 2.

En la *ecuación 31* se obtiene la superficie total de cada bloque.

$$\begin{aligned} \text{Superficie por bloque} &= \text{Ancho} \cdot \text{Largo} = 4,39 \text{ metros} \cdot 48,192 \text{ metros} \\ &= 211,56 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Ecuación 31. Superficie por bloque. Alternativa 2.

Cada uno de los bloques de placas solares que queremos colocar tiene $211,56 \text{ m}^2$, la superficie total que vamos a utilizar de la cubierta de la nave será la suma de 3 de estos bloques más un último bloque en el que no se tendrá en cuenta la proyección de las placas sobre el suelo pues no hay módulos detrás a los que vaya a afectar, de esta manera, la superficie total es de:

$$\begin{aligned} \text{Superficie total para la instalación} \\ &= 211,56 \text{ m}^2 \cdot 3 \text{ bloques} + (2,024 \text{ metros} \cdot 48,19 \text{ metros}) \\ &= 732,22 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

Ecuación 32. Superficie total de la instalación. Alternativa 2.

Para terminar el cálculo de espacio ocupado por placas, podemos decir gracias a la *ecuación 33* que tenemos un total de $199,87 \text{ m}^2$ sobrantes que se utilizarán para hacer mantenimientos y una correcta instalación de las placas.

$$\text{Superficie libre} = 932,09 \text{ m}^2 - 732,22 \text{ m}^2 = 199,87 \text{ m}^2$$

Ecuación 33. Superficie libre del tejado de la nave de la empresa. Alternativa 2.

A continuación, a través de la herramienta de rendimiento de un sistema FV conectado a red de la página web PVGIS, se consulta la producción mensual en kWh de nuestro sistema fotovoltaico para así poder compararlo con el consumo en horas solares de cada mes. Los datos que se deberán de rellenar son, la latitud y longitud (38.031, -0.995), la potencia FV pico instalada (71760 Wp), las pérdidas del sistema (12%) y el ángulo de inclinación de las placas (35°). De esta forma, se obtiene la *Tabla 12*.

Mes	Producción eléctrica del SFV (kWh)
Enero	8877
Febrero	8473,1
Marzo	10781,7
Abril	10854,1
Mayo	11586,9
Junio	11702,5
Julio	12164,3
Agosto	12019,3
Septiembre	10437,4
Octubre	9613,7
Noviembre	8049,1
Diciembre	8047,2
Total	122606,3

Tabla 10. Producción eléctrica mensual y anual del sistema fotovoltaico en kWh. Alternativa 2. (Fuente: PVGIS [30])

Con estos datos, se confirma lo supuesto en esta alternativa, donde como no va a tenerse en cuenta el consumo de la empresa y se va a producir todo lo posible dentro de los límites de MPPT del inversor además de conseguir su máxima eficiencia, la producción eléctrica del sistema fotovoltaico está demasiado sobredimensionado y, aunque produzca mucha energía, en la mayoría de los meses se generan excedentes como se ve en la *Tabla 13* y por tanto aunque se produzca mucho más que en la alternativa 1, no significa que la rentabilidad sea mayor pues solo se puede compensar lo generado en horas solares y todo aquello extra, se cobrará a un precio bastante bajo.

Mes	Consumo en horas solares (kWh)	Generación del sistema fotovoltaico (kWh)	Relación consumo - generación
Enero	5729,98	8877	154,9%
Febrero	6191,14	8473,1	136,9%
Marzo	8400,35	10781,7	128,3%
Abril	7379,13	10854,1	147,1%
Mayo	12936,38	11586,9	89,6%
Junio	13226,33	11702,5	88,5%
Julio	10397,92	12164,3	117,0%
Agosto	6913,63	12019,3	173,85%
Septiembre	9251,81	10437,4	112,8%
Octubre	10430,08	9613,7	92,2%
Noviembre	8998,84	8049,1	89,4%
Diciembre	7837,47	8047,2	102,7%
Total	107693,05	122606,3	113,85%

Tabla 11. Relación entre el consumo en horas solares y la generación del sistema fotovoltaico. Alternativa 2.

De esta manera observamos que en los meses excepto mayo, junio, octubre y noviembre, se generan excedentes entre un 3 y un 74% extra de lo que se consume en las horas solares. Quedando de forma anual un sobredimensionamiento excesivo de un 113,85 %. En la *Ilustración 39* se encuentran los datos dispuestos en la *Tabla 13* de forma más visual.

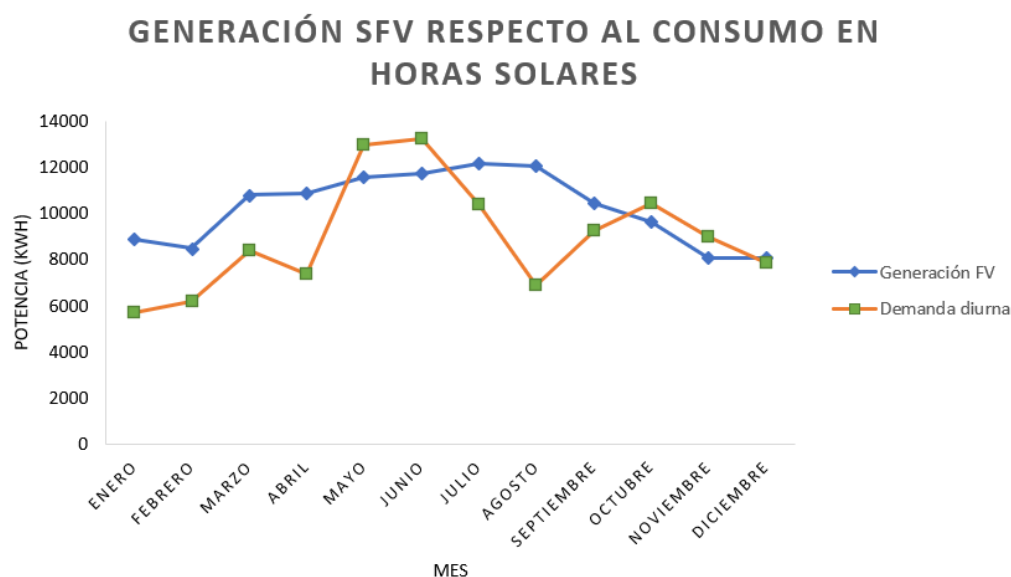


Ilustración 39. Generación del sistema fotovoltaico en comparación con el consumo en horas solares. Alternativa 2.

4.5 JUSTIFICACIÓN DE LA ELECCIÓN

De las tablas anteriores de generación eléctrica del sistema fotovoltaico, se intuye que los excesos generados en la segunda alternativa podrían ser demasiado excesivos como para que económicamente fuera rentable.

Para poder concluir de mejor manera este tema, se ha realizado un presupuesto previo y orientativo de cada alternativa junto con una tabla de amortización que tiene en cuenta la pérdida de rendimiento de las placas durante los años, el precio por kWh excedente vertido a la red y el precio por kWh ahorrado con el sistema fotovoltaico.

A continuación, se procede a realizar el análisis económico de cada una de las alternativas. En primer lugar, se va a realizar el presupuesto orientativo donde, aunque el

precio de las placas y el inversor, si son los elegidos (precios sin IVA), el coste de la mano de obra y pequeño material y el beneficio se han supuesto de 0,15 €/Wp y de 0,12 €/Wp respectivamente, estos datos se han considerado a partir de los apuntes de la asignatura “Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica” dada en la Universitat Politècnica de València por el profesor Juan Ángel Saiz Jiménez.

ELEMENTO	UNIDADES	COSTE X UNIDAD	COSTE TOTAL
Placas (180 · 345 W = 62100 Wp)	180	103,50 €	18.630,00 €
Inversores	1	3.193,73 €	3.193,73 €
Mano de obra/Pequeño material	0,15 €/Wp	9.315 €	9.315,00 €
Beneficio	0,12 €/Wp	7.452 €	7.452,00 €
Total	-	-	38.590,73 €
21% IVA	-	-	8.104,05 €
Total + IVA	-	-	46.694,78 €

Tabla 12. Presupuesto previo y orientativo. Alternativa 1.

ELEMENTO	UNIDADES	COSTE X UNIDAD	COSTE TOTAL
Placas (208 · 345 W = 71760 Wp)	208	103,50 €	21.528,00 €
Inversores	1	3.193,73 €	3.193,73 €
Mano de obra/Pequeño material	0,15 €/Wp	10.764 €	10.764,00 €
Beneficio	0,12 €/Wp	8.611 €	8.611,20 €
Total	-	-	44.096,93 €
21% IVA	-	-	9.260,35 €
Total + IVA	-	-	53.357,28 €

Tabla 13. Presupuesto previo y orientativo. Alternativa 2.

En las *Tablas 14 y 15* donde están dispuestas las tablas de amortización, se ha tenido en cuenta que las placas pierden un 8 % de su rendimiento de forma anual, los excedentes que se producen cada año, la energía producida por el sistema fotovoltaico cada año teniendo en cuenta la pérdida de rendimiento comentada, los kWh que se ahorraría la empresa con el sistema de autoconsumo y, luego, el dinero producido por los excedentes el cual se va a cobrar a 4 cts/kWh y el dinero producido por cada kWh ahorrado de la factura eléctrica, este precio va a considerarse de 12,5 cts/kWh ya que la instalación se realizaría una vez pasado el mes de junio, fecha en la que ya ha entrado en vigor la orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 en el que se aprueba el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico y, también se aprueba la Circular 3/2020, de 15 de enero, pro la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad. Por lo que en caso de no haberse realizado ningún cambio en las facturas de luz en España, el precio que se habría elegido habría sido aproximadamente una media entre los costes de los tres periodos que aparecen en el apartado de “facturación por energía consumida”, es decir, aproximadamente el precio por cada kWh ahorrado de la factura eléctrica habría sido de 6,6 cts/kWh. Finalmente, en la tabla aparece el dinero ahorrado por año y el dinero acumulado tras el paso de los años hasta un total de 10 años.

Para el caso de la tabla de amortización de la primera alternativa (*Tabla 14*), basándonos en la *Tabla 9* había algunos meses en los que sí que se generaban excedentes, pero en general, en todo el transcurso del año, esos excedentes son compensados por los meses en los que no hay por eso al final del año se han considerado 0 kWh en excedentes. Por este mismo motivo, como no se generan excedentes y se logra producir un 98,5 % de lo consumido en horas solares, todo lo que se produce se ha considerado como kWh ahorrado pues nunca llega a ser más que lo consumido, por otro lado, se ha considerado que todos los años se consume lo mismo. De esta manera, considerando el precio por kWh ahorrado en la factura de la luz que hemos comentado anteriormente de 12,5 cts/kWh se consigue amortizar la instalación en 3,56 años (IVA incluido), un periodo muy asequible y beneficiado por la subida del precio de la luz, ya que, en caso de no haberse instaurado estas nuevas medidas, el plazo de amortización habría llegado a ser aproximadamente el doble de tiempo, alrededor de los 7 años.

Año	Coficiente	Excedente	Energía producida (kWh)	kWh ahorrados	Dinero por excedentes	Dinero por kWh ahorrado	Dinero ahorrado	Dinero acumulado
1	1	0	106098,4	106098,4	0,00 €	13.262,30 €	13.262,30 €	13.262,30 €
2	0,992	0	105249,6128	105249,6128	0,00 €	13.156,20 €	13.156,20 €	26.418,50 €
3	0,984	0	104400,8256	104400,8256	0,00 €	13.050,10 €	13.050,10 €	39.468,60 €
4	0,976	0	103552,0384	103552,0384	0,00 €	12.944,00 €	12.944,00 €	52.412,61 €
5	0,968	0	102703,2512	102703,2512	0,00 €	12.837,91 €	12.837,91 €	65.250,52 €
6	0,96	0	101854,464	101854,464	0,00 €	12.731,81 €	12.731,81 €	77.982,32 €
7	0,952	0	101005,6768	101005,6768	0,00 €	12.625,71 €	12.625,71 €	90.608,03 €
8	0,944	0	100156,8896	100156,8896	0,00 €	12.519,61 €	12.519,61 €	103.127,64 €
9	0,936	0	99308,1024	99308,1024	0,00 €	12.413,51 €	12.413,51 €	115.541,16 €
10	0,928	0	98459,3152	98459,3152	0,00 €	12.307,41 €	12.307,41 €	127.848,57 €

Tabla 14. Amortización de la instalación. Alternativa 1.

Por otro lado, en la segunda alternativa, en la gran mayoría de los meses se generan excedentes (*Tabla 11*) y, al final del año se produce en total un 113,85 % de excedentes de lo que se consume en horas solares por la empresa. De esta manera, se producen en el primer año aproximadamente 15000 kWh que son vertidos a la red en horas solares a un precio bastante reducido en comparación del ahorro por kWh en la factura. Además, cabe aclarar que los kWh ahorrados son los mismos todos los años ya que en primer lugar se ha considerado que todos los meses se consume lo mismo, igual que en la otra alternativa y, en segundo lugar, solo se puede compensar lo que se genera en horas solares, por lo que, si se produce la suficiente energía eléctrica como para abastecer el consumo en dichas horas, todo lo demás será vertido a la red. De esta manera, si considerando el dinero producido por los excedentes, cobrado a 4 cts/kWh y los kWh ahorrados en la factura eléctrica cobrados a 12,5 cts/kWh, se consigue amortizar la instalación en 3,81 años (IVA incluido), un plazo de tiempo bastante bueno y que también se ve beneficiado por la subida del precio de la luz, ya que, si no, el tiempo de amortización sería de más de 7 años y medio.

Año	Coficiente	Excedente	Energía producida (kWh)	kWh ahorrados	Dinero por excedentes	Dinero por kWh ahorrado	Dinero ahorrado	Dinero acumulado
1	1	14913	122606,3	107693,05	596,53 €	13.461,63 €	14.058,16 €	14.058,16 €
2	0,992	13932	121625,4496	107693,05	557,30 €	13.461,63 €	14.018,93 €	28.077,09 €
3	0,984	12952	120644,5992	107693,05	518,06 €	13.461,63 €	13.979,69 €	42.056,78 €
4	0,976	11971	119663,7488	107693,05	478,83 €	13.461,63 €	13.940,46 €	55.997,24 €
5	0,968	10990	118682,8984	107693,05	439,59 €	13.461,63 €	13.901,22 €	69.898,46 €
6	0,96	10009	117702,048	107693,05	125,11 €	13.461,63 €	13.586,74 €	83.485,21 €
7	0,952	9028	116721,1976	107693,05	112,85 €	13.461,63 €	13.574,48 €	97.059,69 €
8	0,944	8047	115740,3472	107693,05	100,59 €	13.461,63 €	13.562,22 €	110.621,91 €
9	0,936	7066	114759,4968	107693,05	88,33 €	13.461,63 €	13.549,96 €	124.171,87 €
10	0,928	6086	113778,6464	107693,05	76,07 €	13.461,63 €	13.537,70 €	137.709,58 €

Tabla 15. Amortización de la instalación. Alternativa 2.

Una vez contrastadas ambas alternativas, se puede decir que las dos cubren la demanda de la nave industrial durante el periodo de horas de sol. Obviamente, con el pasar de los años la alternativa 2 genera más ahorro asociado al consumo de energía, pues produce más kWh. Sin embargo, producir más kWh y, por tanto, generar más dinero no está asociado con la rentabilidad económica ya que hay un consumo máximo que se consigue ahorrar y toda generación extra más allá de esa potencia es contraproducente, nuestras alternativas son un claro ejemplo de ello.

La segunda alternativa cuesta aproximadamente 7000 € más y, a los 10 años únicamente genera 10000 € más, aunque aparentemente parece una inversión buena y rentable, solo genera 300 € al año de diferencia con la primera alternativa, es decir, 25 € mensuales extra. Por lo que un desembolso inicial tan grande no es rentable para el beneficio que este aporta a lo largo de los años, además cabe añadir que el plazo de amortización incluso generando más energía es mayor que el tiempo que tarda la primera alternativa. Adicionalmente, el tema de la ocupación de las placas también es un problema, pues la superficie de la cubierta de la nave es limitada y en la segunda alternativa se ocupa tanto espacio que es necesario ocupar parte de las paredes con soportes que estén apoyadas en ellas que, aunque no supone un gran problema es un poco antiestético y el espacio que se queda en el tejado es muy poco, dejando únicamente hueco para el mantenimiento y unas pocas zonas de paso cuando en la primera alternativa, el hueco sobrante es bastante para poder maniobrar de diferentes maneras.

Es entonces por estos motivos que la opción elegida es la primera siendo la potencia de la instalación de 62,1 kWp que será la suma de 180 módulos conectados en 12 líneas en paralelo de 15 placas en serie que estarán conectadas a un inversor de 60 kW.

5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS DE LA INSTALACIÓN

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Como ya se ha comentado, los paneles se dispondrán en 12 líneas en paralelo formados por 15 paneles conectados en serie cada uno. Estas 12 líneas se separarán en ramas de 3 líneas cada una, ya que el inversor nos limita con una corriente máxima de cortocircuito

de 30 A por MPPT y, como nuestras placas tienen una corriente pico de 9,62 A, únicamente podemos llegar a poner 3 líneas por rama, formando un total de 4 grupos.

A la hora de definir los diferentes tramos que tendrá la instalación, Se va a dividir en dos grupos, el primero que trabaja en corriente continua y va desde los módulos hasta el inversor y, el segundo el cual trabaja con corriente alterna, irá desde el inversor hasta el punto de conexión de la red trifásica de baja tensión.

Por un lado, en cuanto al cableado de corriente continua, encontramos dos tramos principales. En el tramo 1, se unirán cada línea de los 4 grupos en cajas de conexión del generador donde estarán todas las conexiones de todos los paneles solares. Las conexiones entre módulos se realizarán con las conexiones ya preinstaladas que la propia placa trae consigo, estos cables son de 4 mm² de sección y tienen el conector MC4 EVO2/TS4 el cual cumple con certificados internacionales como TÜV, UL, EAC, JET, etc. El tramo 2, está constituido por el cableado desde las cajas de conexión del generador hasta el inversor.

Por otro lado, para la parte del cableado de alterna, se emplearán tres fases más el neutro, ya que la salida del inversor ofrece un sistema trifásico debido a su considerable potencia. Al igual que en la parte de continua, también se divide en dos tramos. El primer tramo va desde el inversor hasta el cuadro general de protección y medida de CA que está situado en frente de la nave de la empresa y, el segundo tramo desde este cuadro general de CA hasta la acometida la cual ya está conectada a la red eléctrica.

En la *Ilustración 40* observamos un esquema más visual de los diferentes tramos tanto de continua (tramos 1 y 2) como de alterna (tramos 3 y 4) que se han comentado anteriormente.

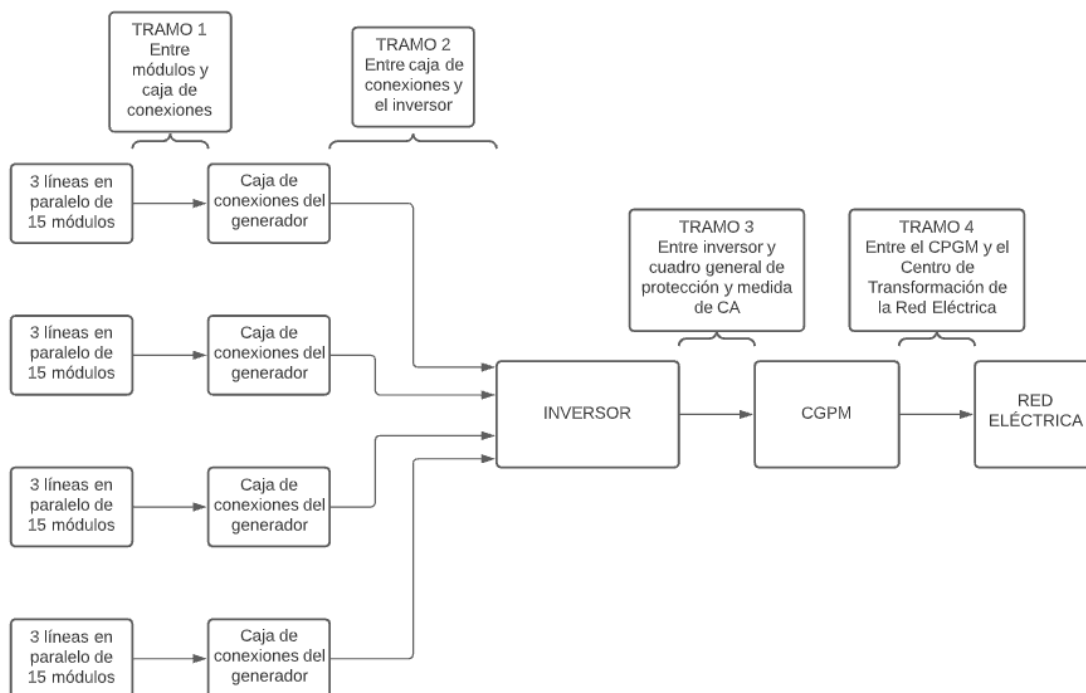


Ilustración 40. Diferentes tramos de la instalación.

Para todos los dos primeros tramos, antes de entrar al inversor donde la corriente es alterna, el conductor que se va a utilizar es el cable TECSUN H1Z2Z2-K. Puesto que se trata de un cable apto para instalaciones fotovoltaicas fijas con certificación TÜV según IEC 62930 y EN 50618, es adecuado para instalaciones solares interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles. Se trata de un cable indicado para el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico. Dicho cable está formado por un conductor de cobre estañado flexible de clase 5 según UNE 60228 con doble aislamiento clase II de compuesto reticulado libre de halógenos con una tensión nominal de 1,5 kV en corriente continua. [18]

Para los dos siguientes tramos, a partir de la salida del inversor donde la corriente es alterna, el cable a utilizar es el AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS). Este conductor es adecuado para naves industriales debido a su cable de fácil pelado que llega a ahorrar hasta un 30 % de mano de obra. Se trata de un cable indicado para el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico. Dicho cable está formado por un conductor electrolítico recocido con una flexibilidad de clase 5 según UNE EN 60228, el material aislamiento es una mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1 y cubierta tipo AFUMEX hecha de una mezcla especial libre de halógenos según UNE 21123-4 con una tensión asignada de 1 kV y de alta seguridad. [19]

El dimensionamiento del cableado de la instalación se realiza en función del marco normativo existente. Para determinar la sección del cable, se hará uso del criterio más restrictivo.

- Según el ITC-BT40 y UNE 20460-7-712 la corriente máxima admisible por el cable ha de ser menor al 125 % de la corriente de cortocircuito que se puede producir.
- Según el ITC-BT40 la caída de tensión máxima admisible en la sección ha de ser menor al 1,5 % de la tensión nominal.

5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

5.2.1 CABLEADO ENTRE MÓDULOS Y CAJA DE CONEXIONES DEL GENERADOR

Aunque los cables para realizar las interconexiones entre módulos ya vienen incluidos en la compra de cada panel, hay que seleccionar el cableado necesario para llevar cada línea hasta la caja de conexiones. Todas las líneas constan del mismo número de módulos en serie, por lo que la sección de conductor para cada una de las 12 líneas será igual para todas. Los criterios de dimensionamiento, como se ha mencionado en el apartado anterior, serán los más restrictivos de caída de tensión máxima y máxima corriente admisible.

Según el apartado 1.10.4 “Cableado” donde se habla de caída máxima de tensión admisible según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, esta ha de ser como máximo del 1,5 %. Esto viene a significar que dicha caída de tensión tiene que repartirse entre el cableado antes de llegar al cuadro de conexiones y entre el cuadro y el inversor. De esta manera, en la *ecuación 38* se calcula la máxima caída de tensión en la parte del cableado entre los módulos y las cajas de conexiones del generador, pero, primero, obtendremos las ecuaciones a partir de la cual se obtiene.

El valor de la resistencia de un conductor viene dado por:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = \frac{L}{\sigma \cdot S}$$

Ecuación 34. Resistencia de un conductor.

Donde:

R = Resistencia en ohmios (Ω)

L = Longitud en metros (m)

ρ = Resistividad en $\Omega \cdot mm^2/m$

S = Sección del conductor en mm^2

σ = Conductividad en S/m

Por otro, la relación entre la resistencia, la caída de tensión y la intensidad es:

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

Ecuación 35. Ley de Ohm.

Donde:

$V_a - V_b$ = Diferencia de potencial entre los puntos a y b en voltios (V)

I = Intensidad en Amperios (A)

Si igualamos las *ecuaciones 34* y *35*, se obtiene la *ecuación 36* con la que se calcula la sección de un conductor.

$$R = \frac{V_a - V_b}{I} = \frac{L}{\sigma \cdot S} \rightarrow S = \frac{L \cdot I}{\sigma \cdot (V_a - V_b)}$$

Ecuación 36. Fórmula para calcular la sección de un conductor.

Como el conductor elegido es de cobre, su valor de resistividad es de $0,01786 \Omega \cdot mm^2/m$, por lo que su conductividad es de:

$$\sigma = \frac{1}{\rho} = \frac{1}{0,01786} = 56 \frac{S}{m}$$

Ecuación 37. Conductividad de un conductor de cobre.

De esta manera, finalmente se obtiene la *ecuación 38*:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{\sigma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 9,62}{56 \cdot 0,015 \cdot 565,5} = 1,62 \text{ mm}^2$$

Ecuación 38. Sección mínima de los conductores entre los módulos y las cajas de conexiones del generador.

Donde:

L es la longitud del conductor (m). Se ha tomado como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 40 m.

I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de las líneas en paralelo paneles (A). Cada línea suministra una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos, 9,62 A.

ΔV es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Como se ha comentado la máxima permitida es del 1,5 % en conductores de continua. En este tramo, existe una tensión igual a la suma de las tensiones pico de cada panel (37,7 V) de una misma línea, como hay 15 paneles en serie, la tensión de este tramo es de $37,7 V \cdot 15 \text{ paneles} = 565,5 V$.

σ es la conductividad del cable de cobre, en este caso como siempre es el mismo elemento, su conductividad es de 56 S/m.

S es la sección del conductor que va de los módulos a las cajas de conexión del generador en mm^2 .

Según como se indica en el ITC-BT40 y en la regla UNE 20460-7-712 la intensidad máxima que de ser capaz de soportar el cableado ha de ser el 125 % de la intensidad máxima en cortocircuito. Por lo tanto, obtenemos la *ecuación 39*.

$$I_{max} = I_{cc} \cdot 1,25 = 9,62 \cdot 1,25 = 12,03 A$$

Ecuación 39. Intensidad máxima que tendrá que soportar el cableado entre módulos y caja de conexiones del generador.

Donde:

I_{max} es la intensidad máxima que ha de ser capaz de soportar el cable.

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito de cada línea de placas solares.

El criterio más restrictivo es el criterio de caída de tensión máxima, obligándonos a dimensionar la sección del cable a $2,5 \text{ mm}^2$.

De esta manera, para la sección del cable entre los módulos y la caja de conexiones del generador, se escogerá una sección de $2,5 \text{ mm}^2$ por ser la inmediatamente superior a $1,62 \text{ mm}^2$ según la ficha técnica del cable elegido (TECSUN H1Z2Z2-K) el cual soportará una intensidad de 34 A, intensidad superior a los 12,03 A obtenidos.

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm^2	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20°C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60°C y T CONDUCTOR 120°C (3)	CAIDA DE TENSIÓN $\text{V}/(\text{A}\cdot\text{km})$ (2)
1x1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1x2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1x4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1x6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1x10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1x16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48

Ilustración 41. Secciones normalizadas para el cable TECSUN H1Z2Z2-K y sección del cable elegida entre módulos y caja de conexiones del generador. (Fuente: Prysmian Group [33])

5.2.2 CABLEADO ENTRE LAS CAJAS DE CONEXIONES E INVERSOR

Para el cálculo de la sección del cableado entre las cuatro cajas de conexiones del generador y el inversor se ha realizado el mismo procedimiento que en el caso anterior. Sin embargo, ahora la entre la caja de conexión que está más alejada del inversor es de 25 m. Además, se ha de tener en cuenta que se han dividido las conexiones entre cajas de conexión e inversor en 4 grupos ya que la corriente de cortocircuito máxima del inversor es de 30 A, por lo que las 12 líneas totales estarán divididas en 3 líneas por grupo, teniendo así una corriente de cortocircuito de 28,86 A, corriente inferior a la máxima permitida por el inversor.

Con respecto al criterio de máxima caída de tensión, se cumplirá la *ecuación 40*, es el mismo procedimiento que en la *ecuación 38* pero con los datos correspondientes a este tramo:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{\sigma \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 28 \cdot (9,62 \cdot 3)}{56 \cdot 0,015 \cdot 565,5} = 3,402 \text{ mm}^2$$

Ecuación 40. Sección mínima de los conductores entre las cajas de conexiones del generador y el inversor.

Donde:

L es la longitud del conductor (m). Se ha tomado como longitud la del cable con una distancia mayor entre la caja de conexiones del generador y el inversor, por ser el más restrictivo, 28 m.

I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la corriente de cortocircuito que cada uno de los cuatro grupos aporta (A). Cada línea suministra una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos, por lo que al ser un total de 3 líneas en paralelo por grupo, se tiene una corriente de 28,86 A.

ΔV es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Como se ha comentado la máxima permitida es del 1,5 % en conductores de continua. En este tramo, existe una tensión igual a la suma de las tensiones pico de cada panel (37,7 V) de

una misma línea, como hay 15 paneles en serie, la tensión de este tramo es de $37,7 V \cdot 15 \text{ paneles} = 565,5 V$.

σ es la conductividad del cable de cobre, en este caso como siempre es el mismo elemento, su conductividad es de 56 S/m.

S es la sección del conductor que va de las cajas de conexión del generador al inversor mm^2 .

El criterio de máxima corriente admisible, se calculará igual que en la ecuación 39 pero teniendo en cuenta que ahora circula por cada uno de los 4 grupos la intensidad de 3 líneas de las 12 que hay en la instalación, quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$I_{max} = I_{cc} \cdot 1,25 = 9,62 \cdot 3 \cdot 1,25 = 36,08 A$$

Ecuación 41. Intensidad máxima que tendrá que soportar el cableado entre las cajas de conexiones del generador y el inversor.

Donde:

I_{max} es la intensidad máxima que ha de ser capaz de soportar el cable.

I_{cc} es la intensidad de cortocircuito de cada uno de los 4 grupos que transporta 3 líneas en paralelo de placas solares.

Si comparamos ambos criterios, tanto el de caída de tensión máxima como el de máxima corriente admisible, ambos nos llevan una sección de $4 mm^2$.

Por lo tanto, para la sección del cable entre las cajas de conexiones del generador y el inversor, se escogerá una sección de $4 mm^2$ por ser la inmediatamente superior a $3,402 mm^2$ según la ficha técnica del cable TECSUN H1Z2Z2-K, el cual soportará una intensidad de 46 A, intensidad superior a los 36,08 A obtenidos.

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm^2	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN $V/(A \cdot km)$ (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48

Ilustración 42. Secciones normalizadas para el cable TECSUN H1Z2Z2-K y sección elegida entre caja de conexiones del generador y el inversor. (Fuente: Prysmian Group [33])

5.2.3 CABLEADO ENTRE EL INVERSOR Y LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA

A partir de este tramo, el tercero, el cableado tendrá que soportar la corriente alterna que sale del inversor y llega a la caja general de protección y medida (CGPM), en donde se encuentran todas las protecciones para el sistema trifásico. Esta caja se encuentra cerca de la carretera, fuera de la nave por lo que la distancia entre el inversor y el armario de CA es relativamente grande. Además, este tramo discurrirá bajo tubo enterrado, lo que se corresponde con el método D según norma UNE 20460-5-523, sin embargo, en la ficha técnica del cable elegido, AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), ya viene una tabla con datos técnicos sobre secciones normalizadas.

La caída máxima de tensión que puede existir en toda la línea de corriente alterna es del 2 %. La sección del conductor debida a la caída de tensión entre fase y neutro se calculará por medio de la *ecuación 42*.

$$S = \frac{P \cdot L}{\sigma \cdot U_L \cdot \Delta V} = \frac{66000 \cdot 40}{56 \cdot 400 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 14,73 \text{ mm}^2$$

Ecuación 42. Sección mínima del cable entre el inversor y el CPGM.

Donde:

P es la potencia máxima que recorrerá el cable (W). Será la potencia máxima potencia activa de corriente alterna que el inversor puede otorgar a su salida, 66000 W.

L es la longitud del conductor (m). Se toma como longitud, la distancia entre la habitación donde está situado el inversor y el armario de protección y medida de corriente alterna que está fuera de la nave industrial, 40 m.

σ es la conductividad del cable de cobre, en este caso como siempre es el mismo elemento, su conductividad es de 56 S/m.

U es la tensión de línea de la red (V). A la salida del inversor, la tensión será constante con un valor de 400 V.

ΔV es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Como se ha comentado la máxima permitida es del 2 % en conductores de alterna como dicta el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. A la salida del inversor existe una tensión alterna constante de 400 V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto, la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $0,02 \cdot 400 = 8V$.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dada por la intensidad máxima que el inversor tiene a su salida para una tensión nominal de 400 V.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{Out_max} = 1,25 \cdot 95,3 = 119,125 \text{ A}$$

Ecuación 43. Corriente máxima que circulará por el cable entre el inversor y el CPGM.

Donde:

I_{out_max} es la máxima intensidad de salida que otorga el inversor para una tensión nominal, a la salida también, de 400 V.

Una vez calculado la sección mínima y la intensidad máxima del cable, se procede a elegir el criterio más restrictivo, en este tramo, el criterio que marcará la sección del cable es el criterio de máxima corriente admisible, el cual nos obliga a disponer de unos cables con una sección de 50 mm^2 .

Siguiendo la ficha técnica del cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), necesitaremos un conductor con una sección de 50 mm^2 , ya que como en este caso, el cableado irá por enterrado, la capacidad máxima de intensidad que tendrá que soportar el cableado es de 138 A, valor superior a la máxima intensidad a conducir de 119,125 A.

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm^2	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (1)	PESEO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							$\cos \phi = 1$	$\cos \phi = 0,8$
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19

Ilustración 43. Secciones normalizadas para el cable AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS) y sección elegida entre inversor y CGPM. (Fuente: Prysmian Group [34])

5.2.4 CABLEADO ENTRE LA CAJA GENERAL DE PROTECCIÓN Y MEDIDA Y LA CAJA DE CONEXIONES DE LA ACOMETIDA

Al igual que en el tramo anterior, el cual era entre la salida del inversor y el CGPM, en este, que va desde la salida del CGPM hasta el cuadro de conexiones de la acometida, se utilizarán las mismas expresiones solo que, en este caso, la distancia a recorrer es menor, pues la acometida está a pocos metros del armario principal de CA. De la misma manera, este último tramo se hará con un tubo que estará enterrado, lo que se corresponde con el método D según norma UNE 20460-5-523, sin embargo, en la ficha técnica del cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), hay una tabla con datos técnicos para elegir la sección normalizada del cable.

Por lo tanto, siguiendo el criterio de caída de tensión máxima, se procede a calcular la sección mínima del cable utilizando la ecuación 42 pero con una longitud menor del cable.

$$S = \frac{P \cdot L}{\sigma \cdot U_L \cdot \Delta V} = \frac{66000 \cdot 15}{56 \cdot 400 \cdot (0,02 \cdot 400)} = 5,52 \text{ mm}^2$$

Ecuación 44. Sección mínima entre el CGPM y el cuadro de conexiones de la acometida.

Donde:

P es la potencia máxima que recorrerá el cable (W). Será la potencia máxima potencia activa de corriente alterna que el inversor puede otorgar a su salida, 66000 W.

L es la longitud del conductor (m). Se toma como longitud, la distancia el cuadro general de protección y medida y el cuadro de conexiones de la acometida, además de tener en cuenta los metros extra por enterrar el cable, 15 m.

σ es la conductividad del cable de cobre, en este caso como siempre es el mismo elemento, su conductividad es de 56 S/m.

U es la tensión de línea de la red (V). A la salida del inversor, la tensión será constante con un valor de 400 V.

ΔV es la caída de tensión (V) que como máximo podrán tener los conductores. Como se ha comentado la máxima permitida es del 2 % en conductores de alterna como dicta el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. A la salida del inversor existe una tensión alterna constante de 400 V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto, la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de $0,02 \cdot 400 = 8V$.

Siguiendo el mismo procedimiento que para la *ecuación 43*, se procede a calcular en la *ecuación 45* la máxima corriente que circulará por el cable que conecta el CGPM con el cuadro de conexiones de la acometida.

$$I_{max} = 1,25 \cdot I_{Out_max} = 1,25 \cdot 95,3 = 119,125 \text{ A}$$

Ecuación 45. Corriente máxima que circulará por el cable entre el CPGM y el cuadro de conexiones de la acometida.

Donde:

I_{Out_max} es la máxima intensidad de salida que otorga el inversor para una tensión nominal, a la salida también, de 400 V.

De esta manera, se obtiene que el criterio más restrictivo es el de máxima corriente admisible, el cual nos obliga a disponer de unos cables con una sección de 50 mm^2 .

Finalmente, basándonos en el cable utilizado para los dos tramos de corriente alterna, el cable AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS), necesitaremos un conductor con una sección de 50 mm^2 , el cual tendrá una capacidad de conducción de intensidad máxima de 138 A, valor superior a la máxima intensidad a conducir de 119,125 A.

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (t)	DIÁMETRO EXTERIOR mm (t)	PESO kg/km (t)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19

Ilustración 44. Secciones normalizadas para el cable AFUMEX CLASS 1000 V RZ1-K (AS) y sección elegida entre CPGM y cuadro de conexiones de la acometida. (Fuente: Prysmian Group [34])

5.3 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TUBOS

El principal objetivo de utilizar un sistema de tubos donde disponer los cables de una instalación eléctrica es para protegerlos frente la degradación de acciones climatológicas adversas, contra el deterioro debido a roedores u otros animales. La selección de los tubos se hará siguiendo en todo momento la guía ITC-BT-21, en la que se especifica la sección mínima en función del número de conductores que discurran por su interior y sus secciones.

Según el ITC-BT-21 sobre instalaciones interiores o receptores o receptores, los tubos y canales protectores seguirán las siguientes generalidades [35]:

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos
- Tubo y accesorios no metálicos
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos)

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos
- UNE-EN 50.086 -2-2: Sistemas de tubos curvables
- UNE-EN 50.086 -2-3: Sistemas de tubos flexibles
- UNE-EN 50.086 -2-4: Sistemas de tubos enterrados

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

La superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior.

El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

Para el cableado de corriente continua, es decir, los dos primeros tramos, tanto el que va de los módulos solares a las cajas de conexión del generador, como el que va de este último a el inversor, puesto que se va a disponer de un tipo de cable preparado y especializado para su instalación en exteriores a la intemperie, se trata del cable TECSUN H1Z2Z2-K comentado anteriormente, no sería necesario protegerlo en tubos. Sin embargo, en caso de querer hacerlo para así poder maximizar la seguridad y garantizar un buen funcionamiento de la instalación para un periodo bastante extendido, podrían disponerse tubos en canalizaciones fijas y empotradas.

Como se ha comentado, podrían disponerse en tubos en canalizaciones fijas en superficie todas las conexiones entre los módulos y las cajas de conexiones del generador las cuales irán dispuestos sobre la superficie del tejado de la nave, eligiendo de esta manera un diámetro exterior mínimo según la *Tabla 16* y, por otro lado, tubos en canalizaciones empotradas para las conexiones entre las cajas de conexiones del generador ya que saldrán de estas cajas hasta la habitación donde está el inversor a través de la pared, para elegir el diámetro exterior de estos tubos, se tendrá que seguir la *tabla 17*.

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

Tabla 16. Diámetros exteriores mínimo para los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir para canalizaciones fijas en superficie. (Fuente: ITC-BT-21 [35])

Por lo tanto, para un único conductor unipolar de sección de $2,5 \text{ mm}^2$, el cual es la sección elegida para los conductores entre los módulos solares y las cajas de conexiones del generador, el diámetro exterior del tubo requerido es de 12 mm , diámetro que se utilizará para este tramo.

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

Tabla 17. Diámetros exteriores para los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir para canalizaciones empotradas. (Fuente: ITC-BT-21 [35])

En este caso, para el tramo que discurre entre las cajas de conexiones del generador hasta el inversor, para un único conductor unipolar de sección de 4 mm^2 , el diámetro exterior mínimo será de 12 mm^2 , mismo diámetro que en el tramo anterior por lo que se utilizaría el mismo.

Por otra parte, para la sección de corriente alterna en la que la sección de los conductores es mayor y con un número total de tres conductores de fase y un neutro por tramo, estos irán enterrados y serán conformes a lo establecido en la norma UNE-EN 50.086 2-4 y sus características mínimas serán para instalaciones ordinarias las indicadas en la *tabla 18*.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos $D \geq 1 \text{ mm}$
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
Notas: NA : No aplicable (*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal		

Tabla 18. Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas. (Fuente: ITC-BT-21 [35])

De esta manera, se considerará suelo ligero todo aquel suelo uniforme que no sea del tipo pedregoso y con cargas superiores ligeras, como, por ejemplo, aceras, parques y jardines. Por su contra parte, un suelo pesado será todo aquel pedregoso y duro y con cargas superiores pesadas, como por ejemplo calzadas y vías férreas.

Por lo tanto, los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables o conductores aislados. En la *tabla 19* se indican los diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Tabla 19. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir. (Fuente: ITC-BT-21 [35])

Siguiendo dicha tabla, se establece que para cuatro conductores de 50 mm², sección elegida para los cables de la parte de alterna, los cuales estarán enterrados bajo tubo, el diámetro de tubo mínimo será de 110 mm². Es así, que el diámetro exterior elegido para el cableado enterrado es de 110 mm². Además, se seguirán las recomendaciones del REBT para la zanja donde se coloquen los tubos, la cual estará situada a una profundidad de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

5.4 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

5.4.1 PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

En este apartado se van a tratar todas las protecciones necesarias entre los módulos fotovoltaicos y la entrada del inversor, es decir, los dos primeros tramos correspondientes al tramo entre las placas y las cajas de conexiones del generador y al tramo comprendido entre la caja de conexiones del generador y la entrada del inversor.

5.4.1.1 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas. Fusibles.

Aunque para los sistemas fotovoltaicos los cortocircuitos no son un punto de trabajo peligroso, ya que la corriente está limitada a un valor cercano a la máxima de operación nominal del mismo, puede ser perjudicial en caso de que se produzca un error en la conexión de las líneas de los módulos. Por lo tanto, para evitar estos efectos perjudiciales que pueden afectar tanto a los módulos como al inversor, se incluirán fusibles tipo gPV normalizados en cada una de las cajas de conexiones del generador, todos ellos serán iguales pues trabajarán bajo las mismas condiciones y, tendrán aplicada la norma IEC 60269-6, en la que se especifica que el fusible debe interrumpir la corriente en el caso de que la intensidad circulante sea 1,45% mayor a la nominal.

Para garantizar esta norma, se atenderá al ITC-BT-22 del REBT, donde todo dispositivo de protección frente a sobrecargas debe cumplir con las siguientes condiciones [36]:

$$1) I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$2) I_f \leq 1,45 I_z$$

Donde:

I_B es la corriente que se ha diseñado en cada línea, se corresponde con la intensidad pico de los módulos, 9,15 A.

I_n es la corriente nominal del fusible. Es el valor por determinar.

I_z es la corriente máxima admisible del conductor protegido. Se ha determinado ya en el dimensionamiento del cableado de la parte de corriente continua, para cada grupo de 3 líneas su valor es de 28,86 A.

I_f es la corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. Según UNE-EN 60269, se va a tomar el valor para el caso de un fusible tipo gG de corriente nominal mayor a 16 A por lo que $I_f = 1,6 \cdot I_n$.

Siguiendo estos datos y las condiciones 1 y 2, se desarrolla la *ecuación x*.

$$9,15 A \leq I_n \leq 28,86 A$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 28,86 A \rightarrow 1,6 \cdot I_n \leq 41,847 A \rightarrow I_n \leq 26,154 A$$

Ecuación 46. Corriente nominal máxima del fusible a elegir.

Por lo tanto, para el tramo de corriente continua, se seleccionarán fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 20 A, con un poder de corte de 30 kA y una tensión asignada de 1000 V DC, la cual es superior al 140 % de la tensión de circuito abierto del sistema fotovoltaico (696 V). En total se instalarán 6 fusibles en cada una de las 4 cajas de

conexiones, es decir, un total de 24 unidades, un par por cada línea, uno para el terminal positivo y otro para el terminal negativo.

Con los cálculos anteriores se cumple que los dispositivos van a proteger frente a sobrecargas, sin embargo, también deben de tener la función de proteger frente a cortocircuitos, para que sean capaces de hacerlo, la norma ITC-BT-22 establece las siguientes condiciones:

$$1) PdC \leq I_{cc_max}$$

$$2) I_{cc_min} > I_{f5}$$

Donde:

PdC es el poder de corte del fusible seleccionado.

I_{cc_max} e I_{cc_min} son respectivamente la corriente máxima y mínima de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible

I_{f5} es la corriente mínima capaz de hacer actuar el fusible en un tiempo igual o inferior a 5 segundos.

Con respecto a la primera condición, su cumplimiento está asegurado, pues el poder de corte del fusible seleccionado es evidentemente superior al máximo de cortocircuito que puede llegar darse en el generador de energía solar fotovoltaica.

Para cumplir la segunda condición, se requiere calcular la mínima corriente de cortocircuito, esta se obtendrá a partir de la siguiente expresión la cual facilita la Guía de BT en su Anexo 3.

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{R_L}$$

Donde:

U es la tensión en el punto de máxima potencia de la línea, 565,5 V.

R_L la resistencia de la línea que se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{L \cdot \rho_{90^\circ C}}{S}$$

Donde:

L es la longitud de la línea más desfavorable, es decir, la de mayor longitud, 40 m.

S es la sección del cable que también se escogerá la más restrictiva de los dos primeros planos, los pertenecientes a la parte de corriente continua, siendo de 4 mm^2 .

$\rho_{90^\circ C}$ es la resistividad del cobre a 90 °C, cuyo valor es de 0,022 $\Omega \cdot mm^2/m$.

Sustituyendo los datos se obtiene la *ecuación 47*.

$$R_L = \frac{40 \cdot 0,022}{4} = 0,22 \Omega$$

Ecuación 47. Resistencia de la línea.

Y, a partir de la *ecuación 47*, se puede calcular la corriente mínima de cortocircuito calculada en la *ecuación 48*.

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot 565,5}{0,22} = 2056,36 A$$

Finalmente, se tendrá que obtener el parámetro I^2t . Para calcularla, se hará a partir de la expresión que viene regulada en el UNE 20-460-4-43.

$$I_s = k \cdot \frac{S}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_s es la corriente de cortocircuito admisible considerando una duración máxima del cortocircuito de 5 segundos.

k es una constante que para el caso de cables de cobres con aislamiento de polietileno reticulado su valor es de 143.

S es la sección que, al igual que en la *ecuación 47*, se va a utilizar el más restrictivo de los dos primeros tramos, 4 mm^2 .

A partir de los datos, se obtiene el resultado mostrado en la *ecuación 48*.

$$I_s = 143 \cdot \frac{4}{\sqrt{5}} = 255,806 A$$

Ecuación 48. Corriente de cortocircuito admisible en 5 segundos.

Como se observa en la ficha técnica adjuntada en el capítulo “*Anexos*” de este trabajo final de grado, el parámetro máximo permitido por el fusible para una corriente asignada de 20 A, es de 294 A, valor mayor al obtenido en la *ecuación 48*, 255,806 A.

De esta manera, se puede concluir que, el fusible tipo 10x38 – gPV, con una tensión asignada de 1000 VDC, una corriente asignada de 20 A y un poder de corte de 30 kA, será capaz de proteger el generador fotovoltaico frente a cortocircuitos y sobrecargas.

5.4.1.2 Protección frente a sobretensiones

Aunque el inversor ya incluye las protecciones necesarias para corriente continua con relación a sobretensiones siendo esta del tipo II, se van a explicar en qué consisten basándose en el ITC-BT-23 [37].

La protección frente a sobretensiones trata la protección de las instalaciones eléctricas interiores contra las sobretensiones transitorias que se transmiten por las redes de distribución y que se originan, fundamentalmente, como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos en las mismas.

Las categorías de sobretensiones permiten distinguir los diversos grados de tensión soportada a las sobretensiones en cada una de las partes de la instalación, equipos y receptores. Mediante una adecuada selección de la categoría, se puede lograr la coordinación del aislamiento necesario en el conjunto de la instalación, reduciendo el riesgo de fallo a un nivel aceptable y proporcionando una base para el control de la sobretensión.

Categoría I

Se aplica a los equipos muy sensibles a las sobretensiones y que están destinados a ser conectados a la instalación eléctrica fija. En este caso las medidas de protección se toman fuera de los equipos a proteger, ya sea en la instalación fija o entre la instalación fija y los equipos, con objeto de limitar las sobretensiones a un nivel específico.

Categoría II

Se aplica a los equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija.

Categoría III

Se aplica a los equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija y a otros equipos para los cuales se requiere un alto nivel de fiabilidad.

Categoría IV

Se aplica a los equipos y materiales que se conectan en el origen o muy próximos al origen de la instalación, aguas arriba del cuadro de distribución.

Para instalación especialmente expuestas como las instalaciones fotovoltaicas, la integración de un mayor número de equipos y elementos electrónicos precisan de la utilización de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias. Para estos casos la disposición de protecciones se realizará conforme a lo establecido en la Guía BT-23 con dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de tipo 2.

Por otro lado, según la Guía BT-40 sobre instalaciones generadores de baja tensión, la instalación debe estar protegida contra sobretensiones transitorias según lo establecido en la ITC-BT-23 como instalación fija de categoría III o IV en función de su ubicación. [37]

De esta manera, volviendo al ITC-BT-23, según la *Ilustración 45*, en Murcia, los días de tormenta al año son menos de 20 por lo que nuestra instalación se tratará como una instalación fija de categoría III según lo previsto en la *Tabla 20*.

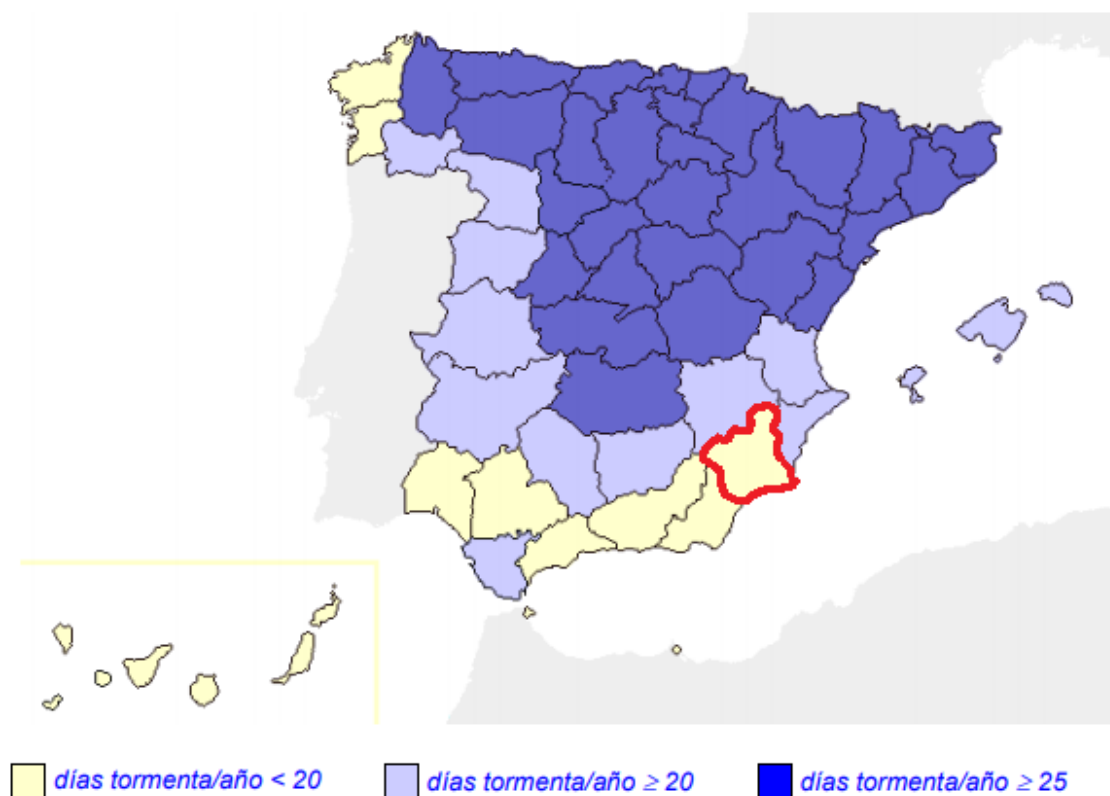


Ilustración 45. Clasificación de las provincias de España en función del número medio anual de días de tormenta. (Fuente: ITC-BT-23 [37])

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN		TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS 1,2/50 (kV)			
SISTEMAS TRIFÁSICOS	SISTEMAS MONOFÁSICOS	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690 1000	--- ---	8	6	4	2,5

Tabla 20. Diferentes categorías de sobretensiones según el nivel de tensión soportada a impulsos en kV. (Fuente: ITC-BT-23 [37])

Para la protección del campo fotovoltaico se seleccionará un dispositivo Tipo 2 pues según lo previsto en la *Tabla 21*, es capaz de proteger sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas, además, con una protección de este tipo se puede lograr la protección de la instalación siempre y cuando esté instalado lo más cerca posible del origen de la instalación interior, en el cuadro de distribución principal y se siga la norma UNE-EN 61643.

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta - Alta	Media – Alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja – Media	Media - Alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas	

Tabla 21. Parámetros más significativos para cada uno de los tipos de protectores de sobretensión transitoria.
(Fuente: ITC-BT-23 [37])

A continuación, para la correcta selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias se deberán de seguir las siguientes condiciones.

- Nivel de protección o tensión limitada, es el parámetro que caracteriza el funcionamiento del dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias por limitación de la tensión entre sus bornes. Esta tensión debe ser inferior o igual a la categoría de sobretensión de la instalación o equipo a proteger. En este caso debe ser menor o igual a 4 kV por proteger equipos que corresponden a la Categoría III.
- Tensión máxima de servicio permanente, es el valor eficaz de tensión máximo que puede aplicarse permanentemente a los bornes del dispositivo de protección.
- Corriente nominal de descarga, se trata de un parámetro que caracteriza a los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de Tipo 2. Es la corriente de cresta repetitiva que puede soportar el dispositivo de protección sin fallo. La forma de onda de la corriente aplicada está normalizada como 8/20 μ s. Según lo establecido en la UNE-HD 60364-5-534, la I_n no debe ser inferior a 5 kA 8/20 μ s, entre fase y neutro.
- Para que el dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias funcione de manera óptima, será necesario que el conductor que une el dispositivo con la instalación de tierra del edificio tenga una sección mínima de cobre, en toda su longitud, de 4 mm^2 por tratarse de un dispositivo de tipo 2.

Por consiguiente, se ha seleccionado un dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2, con $I_n = 20 \text{ kA}$ a 8/20 μ s e $I_{max} = 40 \text{ kA}$, una tensión de red de 1000 Vdc y tensión máxima de servicio CC de 1060 V.

5.4.2 PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA

En este apartado se van a tratar todas las protecciones correspondientes a la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, en los dos últimos tramos los cuales corresponden al que va entre la salida del inversor y el cuadro general de protección y medida de CA y al tramo comprendido entre el CGPM y la caja de conexiones de la acometida.

El inversor ya cuenta con las protecciones necesarias para protegerse a sí mismo frente a posibles subidas de tensión o intensidad provenientes tanto del lado de corriente alterna como del de continua. Específicamente, como se encuentra en el capítulo “*Anexos*” en el apartado “*1.2.2 Inversor*”, este cuenta con:

- Dispositivo de desconexión del lado de entrada.
- Protección anti-isla.
- Protección contra sobreintensidad de CA.
- Protección contra polaridad inversa CC.
- Monitorización a nivel de string.
- Descargador de sobretensiones de CC y CA clase 2 hasta 1000 V.
- Detección de resistencia de aislamiento CC.
- Monitorización de corriente residual.

De esta manera, se definirá el cuadro general de protección y medida (CGPM) el cual irá instalado al lado del que ya hay instalado para la propia empresa para así tener la instalación fotovoltaica aislada de la nave y funcione de forma independiente. El cuadro pasará a ser parte de la distribuidora eléctrica, siendo Iberdrola Distribuidora Eléctrica (i-DE) la encargada de definir el cuadro ya que la instalación está incluida en el siguiente ámbito de aplicación [38]:

Este documento se aplicará con carácter obligatorio a todas las instalaciones de producción eléctrica, incluidas las instalaciones de autoconsumo con excedentes, que efectúen su conexión

en la red de BT, MT, AT y MAT de i-DE o a una red interior de un consumidor conectado a la red de i-DE, clasificadas como instalaciones interconectadas o asistidas de acuerdo a la definición de la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

Por lo tanto, el cuadro se comprará a un proveedor certificado por Iberdrola, se tratará de Cahors, donde se ha elegido el modelo CMT-300E-IF, el cual corresponde a una caja de medida con transformadores de intensidad de aislamiento de hasta 300 A para así conseguir una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica ya que el inversor no lo tiene integrado, también incluye un contador-registrador (CG) que se puede instalar a la intemperie con fusibles de protección incluidos, su medida es indirecta según NI 42.73.01 para suministro individual de potencia desde 43,5 kW hasta 198 kW.

Finalmente, según el manual técnico de distribución MT 3.53.01 de Iberdrola, para la conexión de la instalación fotovoltaica de generación a la red de Baja Tensión de i-DE se aplicará las condiciones técnicas de conexión y funcionamiento recogidas en el Real Decreto 1699/2011 que regula la conexión a red de instalación de producción de pequeña potencia, de acuerdo a la interpretación de la GUÍA-BT-40.

Los requerimientos de protección serán [39]:

- Un elemento de corte general, para proporcionar aislamiento y bloqueo según el Real Decreto 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra, que, según la ITC-BT-40, debe ser de tipo A o derivados y de 300 mA.
- Interruptor automático de la instalación generadora, para protección contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Elemento de corte del generador, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento a la conexión a través de un relé de mínima tensión temporizado 3 minutos.
- Relé de máxima y mínima frecuencia, ajustado a 51 y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y mínima de 3 segundos respectivamente.
- Relé de máxima tensión, ajustado a 1,1 Un y 1,15 Un con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.

- Relé de mínima tensión trifásico ajustado al 0,85 Vn y una temporización máxima de 1,5 segundos.

De todos estos requerimientos mínimos, puesto que el inversor seleccionado ya incorpora las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia. Solo será necesario la instalación de un interruptor general manual y un interruptor automático diferencial.

5.4.2.1 Interruptor general manual

El interruptor general manual, es un interruptor magnetotérmico muy parecido al elemento utilizado en el apartado “5.4.1.1 Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas. Fusibles.” para protección continua solo que, en este caso, está diseñado para funcionar en corriente alterna. Sin embargo, las condiciones que sigue son las mismas:

$$1) I_B \leq I_n \leq I_z$$

Donde:

I_B es la corriente de diseño de la línea, la cual se corresponde con la intensidad máxima del inversor a la salida, en CA, 95,3 A.

I_n es la corriente nominal del magnetotérmico, es el valor para determinar.

I_z es la corriente máxima admisible del conductor, su valor ya viene en la ficha técnica del cable elegido en el tramo de AC, 138 A.

A partir de la primera condición, el valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será la calculada en la *ecuación 49*.

$$95,3 A \leq I_n \leq 138 A \rightarrow I_n = 100 A$$

Ecuación 49. Intensidad nominal del magnetotérmico.

$$2) I_2 \leq 1,45 I_z$$

Donde:

I_2 es la corriente que asegura la actuación del magnetotérmico para un tiempo largo. $I_2 = 1,45 I_n$ para interruptores según UNE EN 60898 o UNE EN 61009 y $I_2 = 1,3 I_n$ para interruptor según UNE EN 60947-2. Entre estas, escogemos la primera por ser la más restrictiva.

Por ser el multiplicador el mismo en ambos casos, cualquier interruptor magnetotérmico comprendido entre las intensidades de la condición 1, será válido, en nuestro caso se puede optar por magnetotérmicos con tensiones nominales normalizadas de 100 o 120 A.

Finalmente, se ha elegido un interruptor magnetotérmico de la marca SCHNEIDER conforme a la norma UNE-EN 60898, tetrapolar que para tensiones de alterna entre 380 y 415 V tiene un poder de corte de 10 kA de acuerdo con EN/IEC 60947-2 con curva C y una intensidad nominal de 100 A.

5.4.2.2 Interruptor automático diferencial

Protección frente a contactos directos e indirectos. Interruptor diferencial

Para proteger a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos se instalará un interruptor diferencia (ID) que también protegerá a las instalaciones pues detectará las fugas a tierra mediante las corrientes diferenciales residuales que circula por los conductores haciendo que se abra el circuito.

Como ya se ha comentado anteriormente, según la norma ITC-BT-40 y al manual técnico de distribución de i-DE: MT 3.53.01 de diciembre de 2020, la intensidad diferencial-residual máxima será de 300 mA por no tratarse de una aplicación doméstica y, la intensidad asignada será la misma que la del interruptor general. Es decir, el interruptor diferencial deberá seguir las sigues expresiones:

$$1) I_n(ID) \geq I_n(\text{magnetotérmico}) = 100 A$$

$$2) PdC (ID) \geq PdC (\text{magnetotérmico}) = 10 kA$$

Donde:

I_n es la intensidad nominal

PdC es el poder de corte

Siguientes dichas pautas, se ha escogido un interruptor diferencial tetrapolar con una corriente nominal de 100 A con sensibilidad de 300 mA de la marca SCHNEIDER, se trata del modelo Acti 9 iID tipo A-SI con un poder de corte de 10 kA para tensiones entre 380 y 415 V AC.

5.4.3 TOMA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación se realizará con el objetivo de evitar los posibles daños a las personas físicas frente a contactos indirectos y de proteger los equipos frente a posibles daños. Se trata de una corriente indeseada que establece una circulación que no debería existir.

El REBT define este tipo de contactos como los que se dan entre personas o animales domésticos y partes de la instalación que se han puesto bajo tensión debido a un fallo aislamiento.

Por ejemplo, una corriente de defecto fase-masa implica que se produzca una corriente que circula desde la fase de la línea hasta la masa (componente metálico que en funcionamiento normal no debe de poseer tensión), el contacto con estas masas puede resultar peligroso para las personas por lo que la el trabajo de la puesta a tierra es evitar que la corriente circule a través de las personas en caso de contacto, ofreciéndole un camino alternativo con menor resistencia eléctrica que el ser humano, en la *ilustración 46* se muestra el efecto fase-masa y dos situaciones, con y sin protección de puesta a tierra.

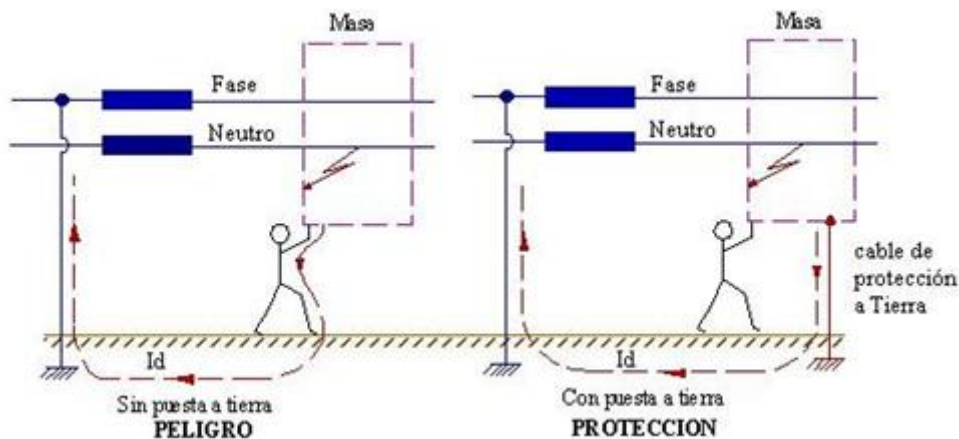


Ilustración 46. Esquema de un defecto fase-masa. (Fuente: casamantenimiento)

Con el fin de que no se produzca ningún inconveniente, la legislación española para instalaciones eléctricas, nos obliga a establecer esta protección. El dimensionamiento del sistema de puesta a tierra se hará de acuerdo con lo establecido en el ITC-BT-18 [40].

Tanto para el lado de corriente continua como para el de corriente alterna, se utilizará un esquema IT, también conocido como sistema flotante pues todos los conductores activos de la instalación se encuentran aislados de tierra y, todas las masas metálicas deben ponerse a tierra. Con este tipo de esquema, se podrán localizar los fallos de aislamiento durante el servicio, sin necesidad de desconexión de la instalación además de garantizar mayor protección para las personas.

De acuerdo con la *Tabla 22* extraída del ITC-BT-18, para conductores de fase de la instalación con sección inferior de 16 mm^2 que son todos los que corresponden a la parte de corriente continua, el cableado de protección de puesta a tierra tendrá la misma sección que el de fase, es decir, de 4 mm^2 para la conexión entre la caja de conexiones del generador y el inversor y de $2,5 \text{ mm}^2$ entre los módulos y las cajas de conexiones. Por otro lado, para todos los conductores de la parte de alterna, puesto que todos tienen una sección mayor a 35 mm^2 , el cableado de protección de puesta a tierra será de 25

mm^2 pues ambos tramos tienen conductores de una sección de $50 mm^2$. Cabe añadir que este cableado tendrá el distintivo de que el aislamiento será de color amarillo-verde.

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	sección mínima de los conductores de protección de Sp (mm ²)
S ≤ 16	Sp = S
16 < S ≤ 35	Sp = 16
S > 35	Sp = S/2

Tabla 22. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase. (Fuente: ITC-BT-18 [40])

La *Tabla 23* muestra un resumen de las secciones del cableado de toma a tierra para cada tramo.

	Sección cable puesta a tierra (mm ²)
Tramo 1	2,5
Tramo 2	4
Tramo 3	25
Tramo 4	25

Tabla 23. Sección de los cables de puesta a tierra para cada tramo.

Sin embargo, según el manual técnico de distribución de i-DE sobre especificaciones particulares para instalaciones de alta tensión (hasta 30 kV) y baja tensión [41], para acometidas individuales, la sección mínima del conductor ha de ser de $50 mm^2$ como mínimo, por lo que en el presupuesto (*Tabla P10* y *Tabla P11*) finalmente se escoge la sección de $50 mm^2$ para el tramo 3 y el tramo 4.

Para saber el valor de la resistencia de puesta a tierra, se ha de seguir la siguiente expresión.

$$R_A \cdot I_d \leq U_L$$

Donde:

R_A es la resistencia de puesta a tierra.

I_d es la corriente en caso de defecto, dependerá del cuadro de protecciones y suele ser de 30 mA para aplicaciones en viviendas y 300 mA para otras aplicaciones, en este caso, su valor será de 300 mA.

U_L es la tensión máxima de contacto, 24 V.

Sustituyendo los datos en la *ecuación 50* obtenemos el valor de la resistencia de la puesta a tierra, para, posteriormente calcular la longitud de la pica vertical.

$$R_A = \frac{U_L}{I_d} = \frac{24 V}{300 mA} = 80 \Omega$$

Ecuación 50. Resistencia de puesta a tierra.

En la *Tabla 24* se muestran las fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. Para nuestro caso se utilizará la pica vertical como se ha nombrado anteriormente. Según la Guía-BT-18, en caso de querer reducir el valor de la resistencia del electrodo se podrían disponer varias picas conectadas en paralelo, manteniendo una distancia mínima entre ellas igual al doble de su longitud.

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$

Tabla 24. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo. (Fuente: GUÍA-BT-18 [40])

Por lo tanto, la condición a seguir para estimar la resistencia de Tierra es:

$$R = \frac{\rho}{L}$$

Donde:

R es la resistencia de puesta a tierra calculada en la *ecuación 49*, de valor 80 Ω .

ρ es el valor de la resistividad en función del terreno, en la *Tabla 25* podemos comprobar según la naturaleza del terreno, la resistividad en $\Omega \cdot m$. Para el emplazamiento en el que estamos y, en general, para los suelos de Murcia, se encuentran margas y arcillas compactas, por lo que su valor será de aproximadamente 200 $\Omega \cdot m$.

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

Tabla 25. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno. (Fuente: GUÍA-BT-18 [40])

Sustituyendo los datos en la expresión anterior, obtenemos la longitud de la pica vertical calculado en la *ecuación 51*.

$$R = \frac{\rho}{L} \rightarrow L = \frac{\rho}{R} = \frac{200 \Omega \cdot m}{80 \Omega} = 2,5 m$$

Ecuación 51. Longitud de la pica vertical de puesta a tierra.

Se obtiene por tanto que el electrodo de puesta a tierra de las masas de continua será una pica vertical de 2,5 m. La profundidad de enterramiento del electrodo deberá medirse desde la parte superior del mismo, la Guía BT-18 recomienda una profundidad mínima de enterramiento de la parte superior del electrodo de 0,8 m, por lo que se enterrará a esta profundidad.

6 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

6.1 RESUMEN DEL PRESUPUESTOS

Para el estudio de viabilidad económica, se utilizará el presupuesto de ejecución material (PEM) y luego se analizará la amortización de toda la instalación junto con diferentes hipótesis que se van a tener en cuenta relacionadas con el ahorro de termino de energía y con el precio de vente de los excedentes de energía.

El presupuesto final de la ejecución material es el mostrado en la *Tabla 26*, este ha sido calculado en el “CAPITULO 2 PRESUPUESTO”:

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	38.381,02
Gastos generales (12 %)	4.605,72
Beneficio industrial (10 %)	3.838,11
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	46.761,84
Honorarios (5 %)	2.338,09
IVA (21 %)	9.819,99
PRESUPUESTO FINAL	58.919,92

Tabla 26. Resumen del PEM.

La cantidad para amortizar será rápidamente recuperada pues con las nuevas tarifas de la luz debido a la entrada en vigor de la orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 en el que se aprueba el Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico y, también se aprueba la Circular 3/2020, de 15 de enero, pro la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

En estas normativas se estableces tres nuevas tarifas, la 2.0 TD, la 3.0 TD y la 6.x TD la primera de ellas seguirá un horario y distribución de precios diferente a las otras dos.

Para nuestro caso, la empresa tendrá la tarifa 3.0 TD ya que precisa de una potencia superior de 15 kW, de esta manera se establecerán seis periodos para la potencia y seis periodos para el consumo, este último es el que nos podemos ahorrar de la factura eléctrica. Los precios estarán distribuidos en cuatro temporadas y cada uno estará definido por diferentes periodos horarios. El precio del periodo 1 (P1) será el más caro y el del periodo 6 (P6) el más económico. Sin embargo, el periodo más barato, el seis, se establece entre de 0h a 8h por lo que será un periodo en el que nuestras placas no estarán generando electricidad y, por tanto, no lo tendremos en cuenta como periodo a ahorrar en la factura de la luz.

En la *Tabla 27*, se muestran las temporadas para la distribución de las nuevas tarifas 3.0 TD a lo largo de todo el año en la península ibérica.

MES	PENÍNSULA IBÉRICA
ENERO	ALTA
FEBRERO	ALTA
MARZO	MEDIA ALTA
ARIL	BAJA
MAYO	BAJA
JUNIO	MEDIA
JULIO	ALTA
AGOSTO	MEDIA
SEPTIEMBRE	MEDIA
OCTUBRE	BAJA
NOVIEMBRE	MEDIA ALTA
DICIEMBRE	ALTA

Tabla 27. Temporadas o tipos de días para la distribución de las nuevas tarifas 3.0 TD. (Fuente: Aldro Energía [42])

A continuación, en la *Ilustración 47* se detallan los horarios, tanto de energía como de potencia, cada una de las temporadas.

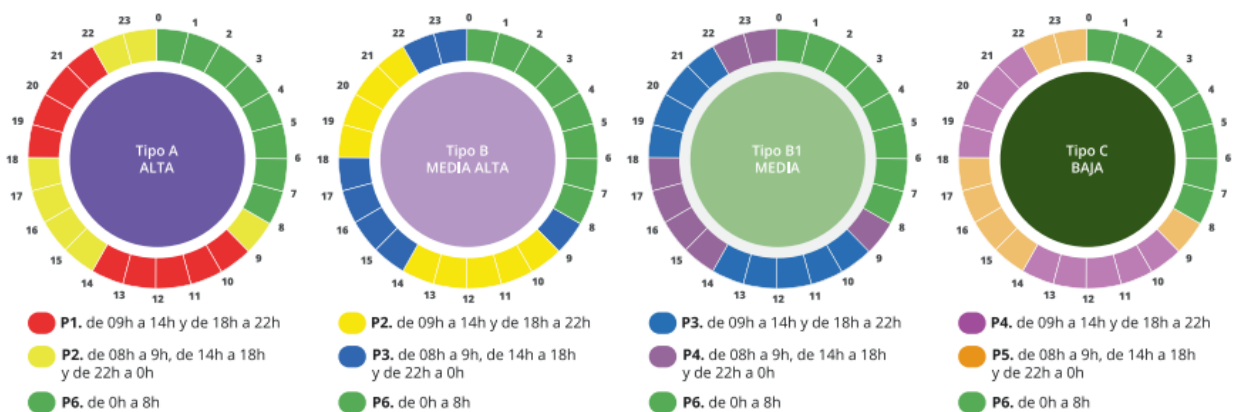


Ilustración 47. Horarios de potencia y energía para cada horario. (Fuente: Aldro Energía [42])

Por otro lado, en la *Ilustración 48* disponemos los nuevos precios por término de energía, por término de los cargos, por término de los peajes y el precio final de la energía en €/kWh sin impuestos, estos datos nos servirán para conocer cuál es precio medio al que se venderá la energía que estamos autoconsumiendo de la instalación fotovoltaica, es decir, que tanto dinero nos estamos ahorrando de la factura eléctrica pues no estamos comprádoselo a la distribuidora eléctrica.

Término de Energía (€/kWh)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,124902	0,114564	0,108663			
3.0 TD	0,118979	0,108772	0,105569	0,103496	0,09599	0,097305
6.1 TD	0,104155	0,096409	0,094988	0,093061	0,088474	0,086293

Término de los Cargos (€/kWh)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,10574	0,021148	0,005287			
3.0 TD	0,058947	0,043646	0,023579	0,011789	0,007557	0,004716
6.1 TD	0,032053	0,023743	0,012821	0,006411	0,004109	0,002564

Término de los Peajes (€/kWh)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,027378	0,020624	0,000714			
3.0 TD	0,018489	0,015664	0,008523	0,005624	0,00034	0,00034
6.1 TD	0,018838	0,015479	0,00911	0,005782	0,000328	0,000328

Precio Final Energía (€/kWh) sin impuestos						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
2.0 TD	0,25802	0,156336	0,114664			
3.0 TD	0,196415	0,168082	0,137671	0,120909	0,103887	0,102361
6.1 TD	0,155046	0,135631	0,116919	0,105254	0,092911	0,089185

Ilustración 48. Precio de la energía en €/kWh sin impuestos de la compañía eléctrica Aldro Energía.

En dicha ilustración, se han resaltado los precios relacionados con nuestra tarifa, la 3.0 TD, por lo que haciendo una media de los cinco periodos establecidos al horario diurno que son del 1 al 5. Este precio medio, es de 0,145393 €/kWh y será el utilizado para calcular el dinero por kWh ahorrado.

Por otro lado, para conocer el valor del kWh de energía vendido a la red, se tendrá en cuenta el precio mostrado en el OMIE [43], se trata de un operador de mercado eléctrico designado para la gestión del mercado diario e intradiario de electricidad en la Península Ibérica. De esta manera, a fecha de julio de 2021 el precio medio en España es de 93,09 €/MWh, es decir, 9,309 c€/kWh. Sin embargo, a este precio hay que restarle un peaje de acceso quedando el precio de venta de la energía excedente de la siguiente manera:

$$p_{venta} = p_{medEspaña} \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) - peaje\ acceso \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right)$$

Donde:

p_{venta} es el precio de venta de la energía excedente producida por la instalación solar fotovoltaica.

$p_{medEspaña}$ es el precio horario medio en España del mercado mayorista eléctrico (pool). Según páginas oficiales como OMIE y el sistema de información del operador del sistema de la red eléctrica de España, se va a considerar este valor de 93,09 €/MWh.

$peaje\ acceso$ es una tasa a la generación y su valor es de 0,5 €/MWh.

Por lo tanto, el precio de venta de los excedentes producidos será el calculado en la ecuación 52:

$$p_{venta} = 93,09 \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) - 0,5 \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = 92,59 \approx 90 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$
$$\rightarrow 0,09 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Ecuación 52. Precio venta por la energía excedente producida.

Según lo previsto en la evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables en su estudio técnico PER 2011-2020 publicado por el IDAE donde se pretende reducir el coste de operación y mantenimiento a 38.000 €/(MWp · año) [44]. Por lo que, al tener 62,1 kWp de potencia instalada, se va a considerar un valor orientativo de 2.500 € anuales. Por último, se va a estimar la tasa de inflación del 2 % anual y, una vida útil de la instalación de 25 años.

Una vez recogidos todos los datos, se realiza la *Tabla 28*, la cual recoge todo el dinero generado acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación, se ha utilizado el diseño de la *Tabla 14*. Para su elaboración, se han establecido los siguientes parámetros:

- Se va a considerar constante en todo momento el consumo de la empresa.
- Para los excedentes, se han considerado todos aquellos que se producen cada mes durante los próximos 25 años.
- La energía producida. Tiene en cuenta la pérdida de rendimiento de las placas, considerando una pérdida lineal del 0,8 % anual, pues la placa consta que una garantía del 80 % de su eficiencia a los 25 años de producción.
- Los kWh ahorrados de la factura eléctrica en horas solares, esta energía nunca será superior al consumo de la empresa.
- Dinero por excedente, según lo calculado en la *ecuación 52*, que será de 0,09 €/kWh.
- Dinero por kWh ahorrado que según la media hecha para la *ilustración 48* será de 0,145393 €/kWh.

- Dinero generado cada año y el acumulado a lo largo de la vida útil de la instalación.

Año	Coefficiente	Excedente (kWh)	Energía producida (kWh)	kWh ahorrados	Dinero por excedentes	Dinero por kWh ahorrado	Dinero ahorrado	Dinero acumulado
1	1	9658,16	106098,40	106098,40	869,23 €	15.425,96 €	16.295,20 €	16.295,20 €
2	0,992	9159,53	105249,61	105249,61	824,36 €	15.302,56 €	16.126,91 €	32.422,11 €
3	0,984	9798,97	104400,83	104400,83	881,91 €	15.179,15 €	16.061,06 €	48.483,17 €
4	0,976	8446,02	103552,04	103552,04	760,14 €	15.055,74 €	15.815,88 €	64.299,05 €
5	0,968	8093,07	102703,25	102703,25	728,38 €	14.932,33 €	15.660,71 €	79.959,76 €
6	0,96	7740,12	101854,46	101854,46	696,61 €	14.808,93 €	15.505,54 €	95.465,30 €
7	0,952	7387,16	101005,68	101005,68	664,84 €	14.685,52 €	15.350,36 €	110.815,66 €
8	0,944	7034,21	100156,89	100156,89	633,08 €	14.562,11 €	15.195,19 €	126.010,85 €
9	0,936	6681,26	99308,10	99308,10	601,31 €	14.438,70 €	15.040,02 €	141.050,87 €
10	0,928	6328,30	98459,32	98459,32	569,55 €	14.315,30 €	14.884,84 €	155.935,71 €
11	0,92	5975,35	97610,53	97610,53	537,78 €	14.191,89 €	14.729,67 €	170.665,38 €
12	0,912	5622,40	96761,74	96761,74	506,02 €	14.068,48 €	14.574,50 €	185.239,88 €
13	0,904	5269,45	95912,95	95912,95	474,25 €	13.945,07 €	14.419,32 €	199.659,20 €
14	0,896	4961,37	95064,17	95064,17	446,52 €	13.821,66 €	14.268,19 €	213.927,39 €
15	0,888	4683,02	94215,38	94215,38	421,47 €	13.698,26 €	14.119,73 €	228.047,11 €
16	0,88	4404,67	93366,59	93366,59	396,42 €	13.574,85 €	13.971,27 €	242.018,38 €
17	0,872	4126,32	92517,80	92517,80	371,37 €	13.451,44 €	13.822,81 €	255.841,19 €
18	0,864	3847,97	91669,02	91669,02	346,32 €	13.328,03 €	13.674,35 €	269.515,54 €
19	0,856	3569,62	90820,23	90820,23	321,27 €	13.204,63 €	13.525,89 €	283.041,44 €
20	0,848	3291,27	89971,44	89971,44	296,21 €	13.081,22 €	13.377,43 €	296.418,87 €
21	0,84	3056,19	89122,66	89122,66	275,06 €	12.957,81 €	13.232,87 €	309.651,74 €
22	0,832	2836,39	88273,87	88273,87	255,28 €	12.834,40 €	13.089,68 €	322.741,41 €
23	0,824	2616,59	87425,08	87425,08	235,49 €	12.710,99 €	12.946,49 €	335.687,90 €
24	0,816	2369,79	86576,29	86576,29	213,28 €	12.587,59 €	12.800,87 €	348.488,77 €
25	0,808	2176,99	85727,51	85727,51	195,93 €	12.464,18 €	12.660,11 €	361.148,88 €

Tabla 28. Dinero generado por la instalación fotovoltaica a lo largo de 25 años.

A continuación, se realiza la Tabla 29 que representa el periodo de amortización de la instalación donde, teniendo en cuenta la inversión inicial de 58.919,92 € y los costes de mantenimiento anuales, los ahorros producidos la energía autoconsumida y excedente, hacen que la instalación sea amortizada en un periodo de 5 años.

Año	Ahorro energía autoconsumida (€)	Ahorro energía excedente (€)	Coste mantenimiento (€)	Flujos de caja (€)	Flujos de caja acumulados (€)
0	0,00 €	0,00 €	0,00 €	-58.919,92 €	-58.919,92 €
1	15.425,96 €	869,23 €	2.500,00 €	13.795,20 €	-45.124,72 €
2	15.302,56 €	824,36 €	2.505,00 €	13.621,91 €	-31.502,81 €
3	15.179,15 €	881,91 €	2.510,01 €	13.551,05 €	-17.951,76 €
4	15.055,74 €	760,14 €	2.515,03 €	13.300,85 €	-4.650,91 €
5	14.932,33 €	728,38 €	2.520,06 €	13.140,65 €	8.489,74 €
6	14.808,93 €	696,61 €	2.525,10 €	12.980,44 €	21.470,18 €
7	14.685,52 €	664,84 €	2.530,15 €	12.820,21 €	34.290,39 €
8	14.562,11 €	633,08 €	2.535,21 €	12.659,98 €	46.950,37 €
9	14.438,70 €	601,31 €	2.540,28 €	12.499,74 €	59.450,11 €
10	14.315,30 €	569,55 €	2.545,36 €	12.339,48 €	71.789,59 €
11	14.191,89 €	537,78 €	2.550,45 €	12.179,22 €	83.968,80 €
12	14.068,48 €	506,02 €	2.555,55 €	12.018,94 €	95.987,75 €
13	13.945,07 €	474,25 €	2.560,66 €	11.858,66 €	107.846,40 €
14	13.821,66 €	446,52 €	2.565,79 €	11.702,40 €	119.548,81 €
15	13.698,26 €	421,47 €	2.570,92 €	11.548,81 €	131.097,62 €
16	13.574,85 €	396,42 €	2.576,06 €	11.395,21 €	142.492,83 €
17	13.451,44 €	371,37 €	2.581,21 €	11.241,60 €	153.734,43 €
18	13.328,03 €	346,32 €	2.586,37 €	11.087,98 €	164.822,40 €
19	13.204,63 €	321,27 €	2.591,55 €	10.934,35 €	175.756,75 €
20	13.081,22 €	296,21 €	2.596,73 €	10.780,70 €	186.537,45 €
21	12.957,81 €	275,06 €	2.601,92 €	10.630,94 €	197.168,40 €
22	12.834,40 €	255,28 €	2.607,13 €	10.482,55 €	207.650,95 €
23	12.710,99 €	235,49 €	2.612,34 €	10.334,15 €	217.985,09 €
24	12.587,59 €	213,28 €	2.617,57 €	10.183,30 €	228.168,40 €
25	12.464,18 €	195,93 €	2.622,80 €	10.037,31 €	238.205,70 €

Tabla 29. Análisis económico y periodo de amortización de la instalación.

A continuación, se muestra en la *Ilustración 49* un resumen más visual y gráfico de la *Tabla 29* con el balance acumulado de los flujos de caja que, a su vez, muestra la amortización de la instalación.

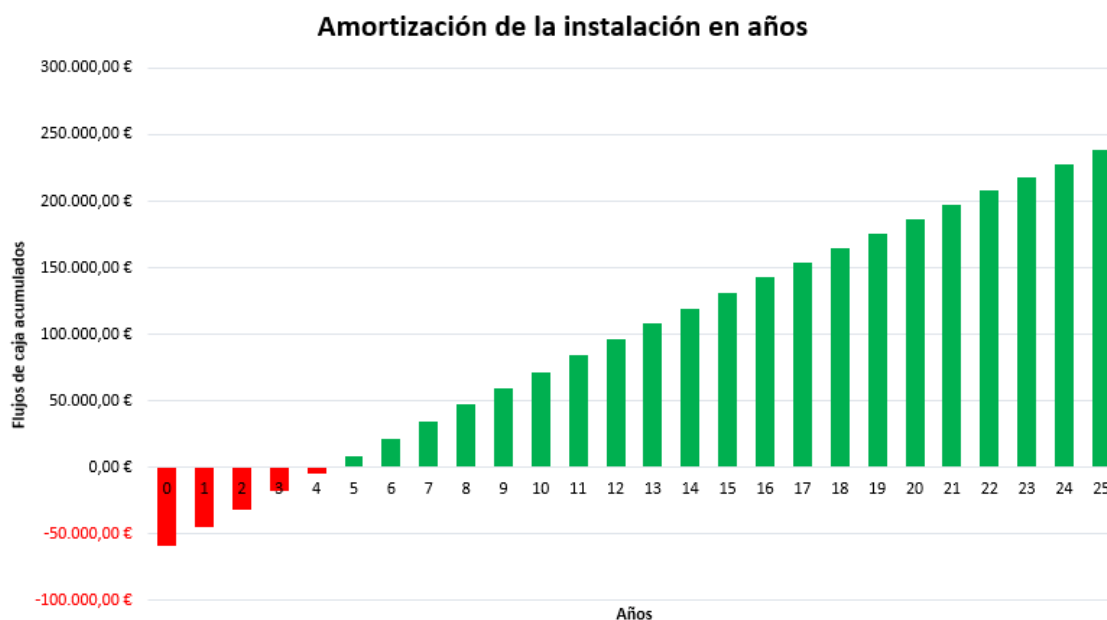


Ilustración 49. Amortización de la instalación.

Finalmente, para estudiar la rentabilidad de la instalación, se usarán dos métodos complementarios:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Por un lado, el VAN es uno de los criterios más sencillos de calcular y se trata de un criterio de inversión que actualiza los cobros y pagos de un proyecto para conocer cuanto se va a ganar o perder en dicha inversión. Puesto que nuestro sumatorio de los flujos de caja para la vida útil de la instalación resulta mayor que el valor de la inversión inicial, se puede decir que es óptimo realizar el proyecto, ya que será rentable en términos netos.

Por otro lado, el TIR se define como la tasa de interés que hace que el VAN se haga cero para el total de la vida útil de la instalación (25 años). Este indicador económico puede ser empleado para evaluar la rentabilidad de un proyecto, es decir, a mayor TIR, mayor será la rentabilidad de la inversión. Tras haber hablado con diferentes profesionales en el sector fotovoltaico que realizan presupuestos de instalaciones fotovoltaicas como nextenergy y holaluz, para estudios fotovoltaicos se fija como mínimo un TIR del 13-15 % para ser competitivo en el sector.

Resultados del VAN y del TIR	
VAN	238.205,70 €
TIR	22%

Tabla 30. Resultados del VAN y TIR.

El proyecto finalmente se observa que es completamente viable y rentable ya el VAN es positivo, indicador económico para considerar la inversión económica y, el TIR alcanza un valor superior al 15 %, valor mínimo recomendado por empresas profesionales en el sector fotovoltaico.

El periodo de recuperación de la inversión es de 4,35 años, un periodo muy asequible para una instalación que requiere una inversión tan grande. Cabe aclarar que, gracias a los nuevos peajes y cargos de la factura eléctrica, estos hacen que dependa en mayor medida de la energía consumida fomentando así, el ahorro energético, la eficiencia, el autoconsumo y el despliegue del vehículo eléctrico intentando conseguir que España realice una transición ecológica hacia energías limpias.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Sobre nosotros. Navarroyrobles.com. Disponible en: <http://navarroyrobles.com/es/content/4-sobre-nosotros>.
- [2] Emplazamiento empresa. Google.com. Disponible en: <https://www.google.com/maps/@38.0314842,-0.994813,135m/data=!3m1!1e3>.
- [3] Energías renovables: características, tipos y nuevos retos. factorenergia. (2018). Disponible en: <https://www.factorenergia.com/es/blog/noticias/energias-renovables-caracteristicas-tipos-nuevos-retos/>.
- [4] Biomasa - Renovables Verdes. Renovables Verdes. (2018). Disponible en: <https://www.renovablesverdes.com/category/biomasa/>.
- [5] TIRADO JUÁREZ, J. (2019). La biodigestión, una fuente de energía limpia [Blog]. <https://alephuamazcapotzalco.wordpress.com/tag/alfonso-espitia-cabrera/>.
- [6] Roperro Portillo, S. (2021). Energía mareomotriz: ventajas y desventajas [Blog]. <https://www.ecologiaverde.com/energia-mareomotriz-ventajas-y-desventajas-2802.html>.
- [7] La energía geotérmica: Un potencial por desarrollar | Lampadia. Lampadia.com. (2016). Disponible en: <https://www.lampadia.com/analisis/recursos-naturales/la-energia-geotermica-un-potencial-por-desarrollar/>.
- [8] Energía Solar Fotovoltaica Aprende Facil. Areatecnologia.com. Disponible en: <https://www.areatecnologia.com/energia-solar-fotovoltaica.htm>.

- [9] Diferencia entre efecto fotoeléctrico y efecto fotovoltaico - HelioEsfera. HelioEsfera. Disponible en: <https://www.helioesfera.com/diferencia-entre-efecto-fotoelectrico-y-efecto-fotovoltaico/>.
- [10] Reyes, J. (2020). Paneles Solares o Módulos Fotovoltaicos [Blog]. <https://voltaika.net/panales-solares-o-modulos-fotovoltaicos-2020/>.
- [11] Juan Ángel Saiz Jiménez. (2021). *Curso Instalador Paneles Solares* [PDF] (pp. 29-105). Disponible en: https://poliformat.upv.es/access/content/group/GRA_12193_2020/apuntesfotovoltaica.pdf.
- [12] La importancia del regulador de carga en una instalación fotovoltaica. Autosolar.es. (2018). Disponible en: <https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/la-curva-de-intensidad-voltaje-y-la-de-potencia-voltaje-de-un-panel-solar-el-papel-del-regulador-de-carga>.
- [13] Como afecta la temperatura a una placa solar. Prostar. (2020). Disponible en: <https://www.prostarsolar.net/es/como-afecta-la-temperatura-a-una-placa-solar.html>.
- [14] Alonso Lorenzo, J. Radiación Solar [Blog]. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>.
- [15] ORIENTACION E INCLINACION OPTIMA EN UNA INSTALACION SOLAR. (2021). [Blog]. <https://tecnosolab.com/noticias/orientacion-e-inclinacion-para-mejor-aprovechamiento-solar/>.
- [16] Prieto, G. (2017). Mapa de la radiación solar en Europa [Blog]. <https://www.panelessolaresbarcelona.com/energia-solar-renovable/mapa-de-la-radiacion-solar-en-europa/>.
- [17] Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica - Atersa. Atersa.es. Disponible en: <https://www.atersa.es/es/conocenos/aplicaciones-energia-solar-fotovoltaica/>.
- [18] Planas, O. (2017). Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica. Solar-energia.net. Disponible en: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/instalacion-conectada-red>.
- [19] Funcionamiento y componentes de una instalación Fotovoltaica conectada a red. (2016). [Blog]. <https://almerichestudio.es/funcionamiento-y-componentes-de-una-instalacion-fotovoltaica-conectada-a-red/>.
- [20] IDAE. (2011). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red* [PDF]. Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.
- [21] 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. (2011) *Boletín Oficial del Estado*, 295, cap. 3, 08 de diciembre de 2011, 13 a 14. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2011/BOE-A-2011-19242-consolidado.pdf>

- [22] Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. (2020) *Boletín Oficial del Estado*, 187, Sec. 1, 08 de julio de 2020, 48744. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2020/07/08/pdfs/BOE-A-2020-7439.pdf>
- [23] 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. (2014) *Boletín Oficial del Estado*, 140, Sec 1, 10 de junio de 2014, 43943. Disponible en: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/10/pdfs/BOE-A-2014-6123.pdf>
- [24] Breve Historia de la Energía Solar Fotovoltaica en España. Bester. Disponible en: <https://bester.energy/historia-energia-solar-fotovoltaica-espana/>.
- [25] Guijarro Ruiz, C. (2021). Normativa para la instalación de placas solares en 2021. Selectra. Disponible en: <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa>.
- [26] Departamento Solar del IDAE. (2020). Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo [PDF] (3rd ed.). Disponible en: https://www.idae.es/sites/default/files/20201005_guia_autoconsumo_v.3.0.pdf.
- [27] Mui.carm.es. (2019). Disponible en: <https://mui.carm.es/documents/4106806/15630564/Tramitaci%C3%B3n+de+Instalaciones+de+Autoconsumo+en+la+Regi%C3%B3n+de+Murcia/988745f3-e817-4afa-9d92-151ac21631e8>.
- [28] ESIPE. TARIFAS DE ACCESO A REDES ELÉCTRICAS - PERÍODOS TARIFARIOS [PDF]. https://www.esipe.es/wp-content/uploads/periodos_tarifarios_r1.pdf.
- [29] Amanecer y atardecer Murcia, 2021. Sunrise-and-sunset.com. (2021). Disponible en: <https://www.sunrise-and-sunset.com/es/sun/espana/murcia/2021>.
- [30] JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission. Re.jrc.ec.europa.eu. (2019). Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP.
- [31] Los mejores Fabricantes de paneles solares para 2020. Energía solar fotovoltaica. (2020). Disponible en: <https://panellisolarifv.com/fabricantes-de-paneles-solares/>.
- [32] Svarc, J. (2021). Best Solar Inverters 2021 [Blog]. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/best-grid-connect-solar-inverters-sma-fronius-solaredge-abb>.
- [33] Tecsun (2020). | H1Z2Z2-K | Eca - Cables Especiales. Es.prysmiangroup.com. Disponible en: <https://es.prysmiangroup.com/Especiales-Tecsun-H1Z2Z2-K>.
- [34] Afumex Class 1000 V | RZ1-K (AS) | Cca-s1b,d1,a1 - Cables de energía de Baja Tensión. Es.prysmiangroup.com. (2020). Disponible en: <https://es.prysmiangroup.com/BajaTension-Afumex-Class-1000V-RZ1-K-AS>.
- [35] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA. *INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS TUBOS Y CANALES PROTECTORAS* [PDF]. Disponible en: https://www.direct-electro.es/files/reglamentobajatenion/ITC_BT_21.pdf.

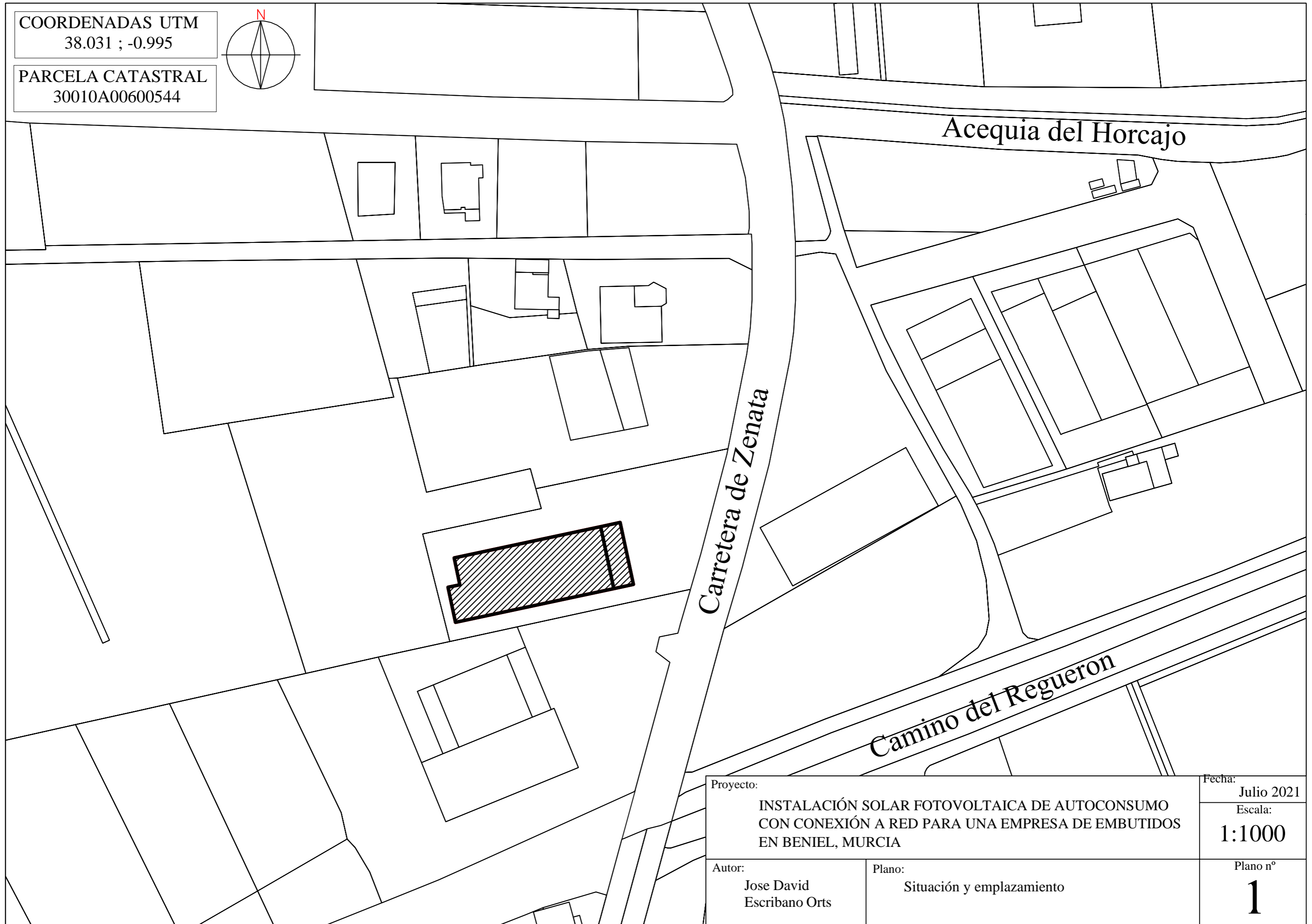
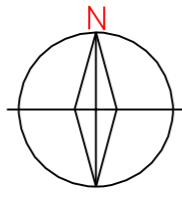
- [36] Ministerio de ciencia y tecnología. (2005). *GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN: PROTECCIONES. PROTECCIÓN CONTRA SOBREENTENSIDADES* [PDF] (pp. 3-4). http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_22_oct05R1.pdf.
- [37] MINISTERIO DE INDUSTRIA COMERCIO Y TURISMO. (2019). *GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN: PROTECCIÓN DE INSTALACIONES INTERIORES. PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES*. [PDF] (4ª ed.). http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_23_nov19R4.pdf.
- [38] i-DE Grupo IBERDROLA. (2020). *CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES DE PRODUCCIÓN ELECTRICA CONECTADAS A LA RED DE i-DE REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES* [PDF] (7ª ed.). https://www.i-de.es/socdis/gc/prod/es_ES/contenidos/docs/Condiciones_Tecnicas_Instalaciones_MT_3_53_01.pdf.
- [39] MINISTERIO INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO. (2013). *GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN. INSTALACIONES GENERADORES DE BAJA TENSIÓN*. [PDF] (1ª revisión, p. 40). https://ofitecenginyeria.es/guias_de_baja_tension/Guia_bt_40_sep13R1.pdf.
- [40] MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO. (2005). *GUÍA TÉCNICA DE APLICACIÓN: PROTECCIONES. INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA*. [PDF] (1ª revisión). http://www.f2i2.net/documentos/lsiF2I2/rbt/guias/guia_bt_18_oct05R1.pdf.
- [41] i-DE Grupo IBERDROLA. (2019). *ESPECIFICACIONES PARTICULARES PARA INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN (HASTA 30 kV) Y BAJA TENSIÓN* [PDF] (11ª ed., p. 37). https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/instalaciones-alta-tension/Documents/reglamento-alta-tension/iberdrola/MT%202.03.20_E11_may19-.pdf.
- [42] El nuevo recibo de la luz: las tarifas 3.0TD. (2021). [Blog]. <https://blog.aldroenergia.com/2021/05/el-nuevo-recibo-de-la-luz-las-tarifas-3-0td/>.
- [43] OMIE. Omie.es. (2021). Disponible en: <https://www.omie.es/es>.
- [44] Margarit i Roset, J. (2011). *Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020* [PDF] (p. 69). The Boston Consulting Group (BCG). https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e2_tecnologia_y_costes_7d24f737.pdf

CAPITULO 2

PLANOS

COORDENADAS UTM
38.031 ; -0.995

PARCELA CATASTRAL
30010A00600544



Proyecto:

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO
CON CONEXIÓN A RED PARA UNA EMPRESA DE EMBUTIDOS
EN BENIEL, MURCIA

Autor:

Jose David
Escribano Orts

Plano:

Situación y emplazamiento

Fecha:

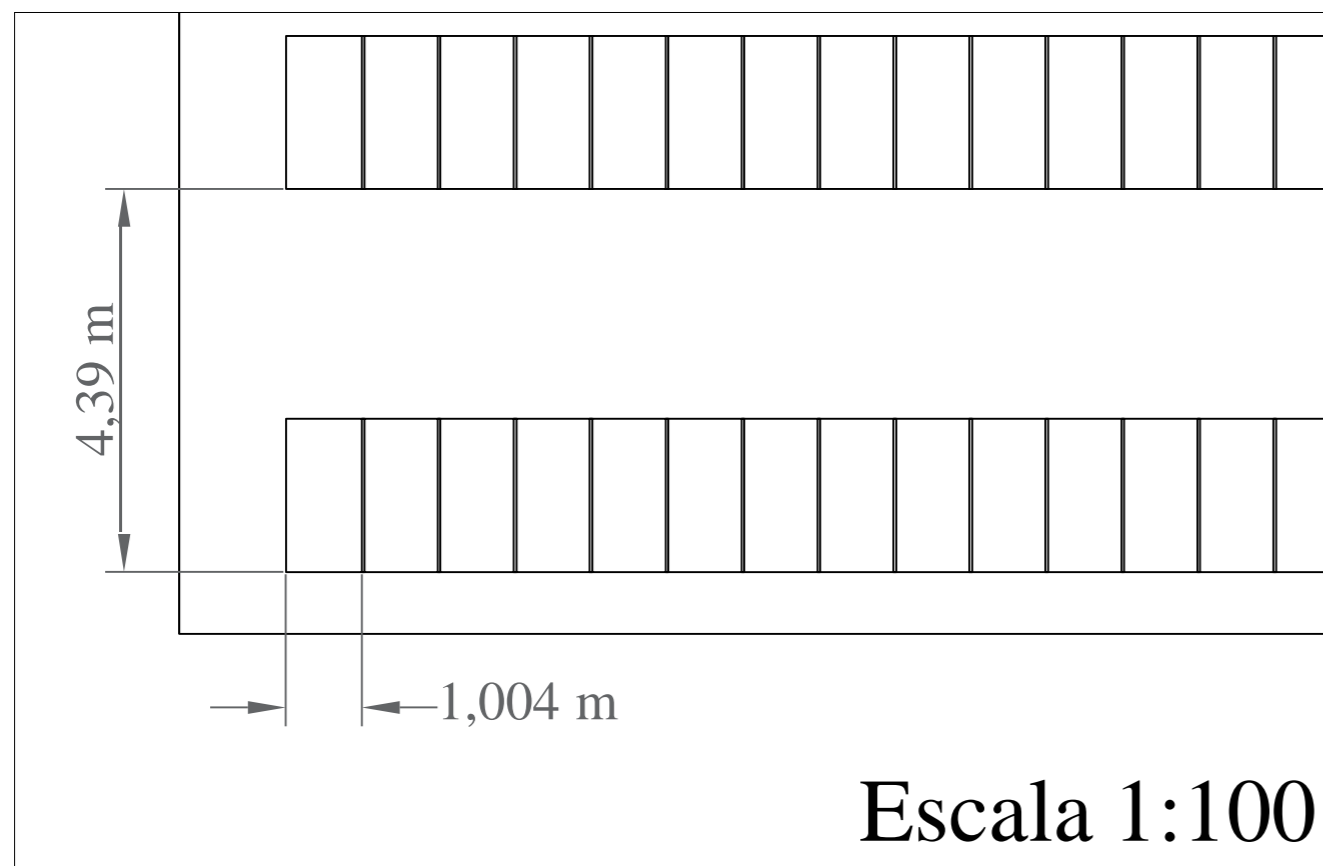
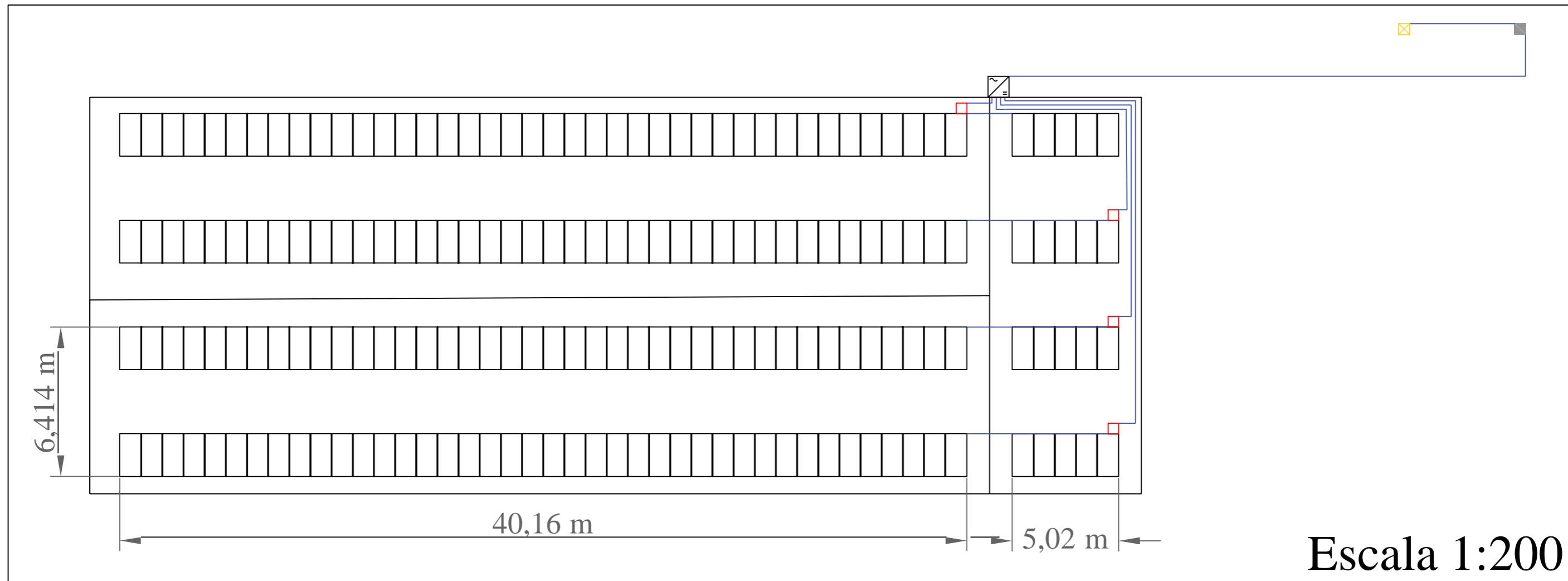
Julio 2021

Escala:







1:1000

Plano nº

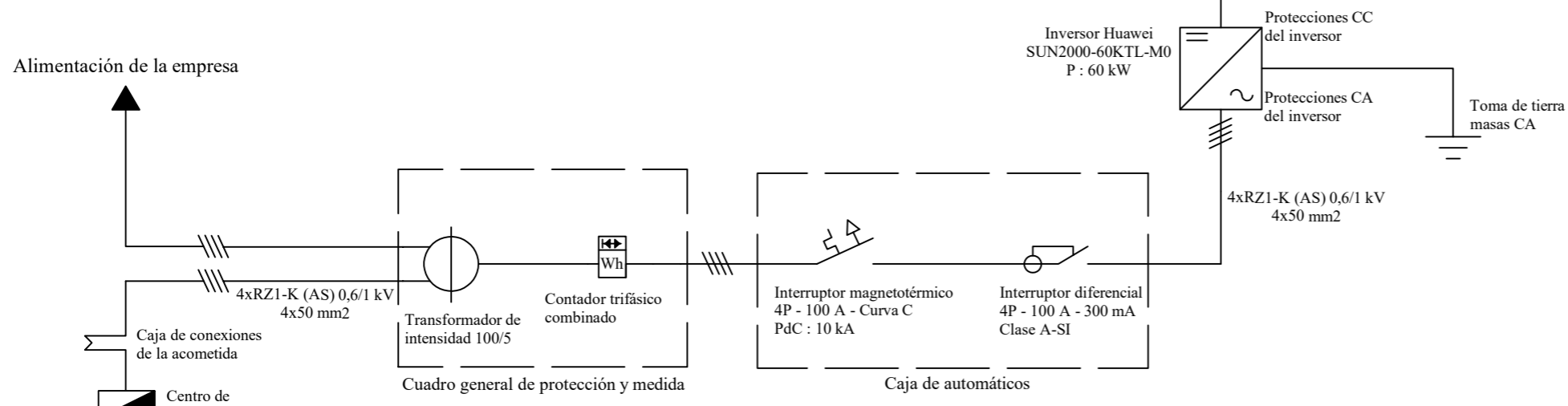
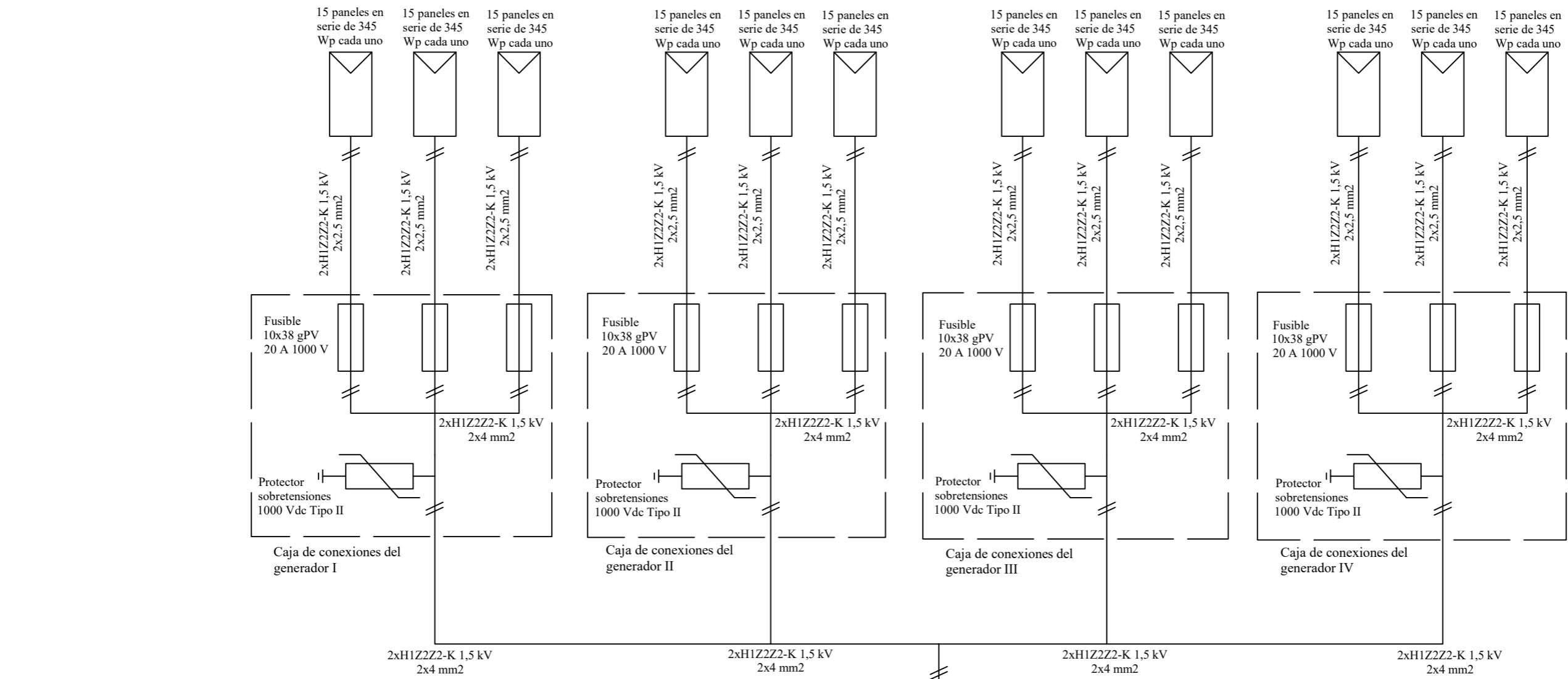
1



Leyenda

-  Caja de conexiones de la acometida
-  Cuadro general de protección y medida
-  Inversor
-  Caja de conexiones del generador
-  Cable
-  Placa fotovoltaica

Proyecto: INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A RED PARA UNA EMPRESA DE EMBUTIDOS EN BENIEL, MURCIA		Fecha: Julio 2021
Autor: Jose David Escribano Orts		Escala: Varias escalas
Plano: Distribución módulos		Plano nº 2



Red Eléctrica Española

Proyecto: INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO CON CONEXIÓN A RED PARA UNA EMPRESA DE EMBUTIDOS EN BENIEL, MURCIA		Fecha: Julio 2021
Autor: Jose David Escribano Orts		Escala: S/E
Plano: Esquema unifilar		Plano nº 3

CAPÍTULO 3
PLIEGO DE CONDICIONES

1 OBJETO

El objeto del siguiente pliego de condiciones es el de fijar las condiciones técnicas que debe cumplir la instalación solar fotovoltaica interconectada a red de 62,1 kWp de potencia pico, en la cubierta de la nave industrial en la carretera Zeneta nº 92 en Beniel, municipio de la Región de Murcia.

Todos los elementos que componen la instalación deben garantizar el cumplimiento de unas condiciones mínimas. Las características de los equipos elegidos se encuentran detallados en el apartado “Componentes y materiales de la instalación” en el capítulo 1: Memoria, donde para cada uno de ellos se incluye la normativa aplicable.

Este documento se ha elaborado a partir del mismo documento de referencia de la anteriormente mencionada normativa aplicable y que sirve como referencia en instalaciones fotovoltaicas, se trata de: “Pliego de Condiciones Técnicas Para Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red” revisión de julio de 2011.

2 GENERALIDADES

Este pliego de condiciones es de aplicación únicamente a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan, por tanto, excluidas las instalaciones aisladas de la red. Asimismo, este pliego también podrá servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad equivalentes a su respectiva memoria del proyecto.

En cualquier caso, serán de aplicación todas las normativas que afectan a instalaciones fotovoltaicas, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 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 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- 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.
- Norma UNE-EN 62446-1:2017 Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

3 DEFINICIONES

3.1 RADIACIÓN SOLAR

Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m², o bien en MJ/m².

3.2 INSTALACIONES

Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.

Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.

Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna. También se denomina ondulator.

Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

3.3 MÓDULOS

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

Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.

Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

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

Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

4 CONDICIONES DE LOS COMPONENTES Y MATERIALES

4.1 GENERALIDADES

Generalmente se ha de asegurar mínimamente, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65, es decir, protección total contra el polvo y protección contra chorros de agua de baja potencia desde todas las direcciones. Además, los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales como la radiación solar y la humedad.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Así mismo, la instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico

El funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución. Por ello, se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

En la memoria del proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de estos estarán en castellano y, además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.2 SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, los módulos con la tecnología de silicio cristalino deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, serán de aluminio o acero inoxidable. Además, tanto esta como la estructura soporte de fijación de los módulos, serán conectados a tierra.

Será deseable una alta eficiencia de las células.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del ± 3 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

4.3 ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. Así mismo, los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar y proteger la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder al tratamiento final.

La tornillería será realizada en acero inoxidable

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta de la nave industrial, cumpliendo lo especificado en el punto 4.1.2 sobre sombras del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, lo cual supone para el caso general un máximo de 10 % de pérdidas debido a las sombras.

La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos

4.4 INVERSORES

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Los controles serán los siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

Las características eléctricas del inversor serán las explicadas en los siguientes apartados.

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiación solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

El rendimiento de potencia del inversor, para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50 % y al 100 % de la potencia nominal, será como mínimo del 92 % y del 94 % respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

El consumo eléctrico del inversor en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2 % de su potencia nominal de salida.

El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.

El inversor deberá tener un grado de protección mínima IP30 por estar en el interior de un edificio y un lugar accesible.

Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Los inversores para instalaciones fotovoltaicas estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

4.5 CABLEADO

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los

conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 %.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.6 CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones deberán cumplir con una serie de condiciones expuestas en el Real Decreto 1699/2011 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. Específicamente deberán cumplir las condiciones expuestas en el artículo 11 “*Condiciones técnicas de carácter general*” y en el artículo 12 “*Condiciones de conexión*” del Capítulo III “*Condiciones técnicas de las instalaciones*”.

4.7 MEDIDAS

Todas las instalaciones cumplirán con el artículo 18 “*Medida y facturación*” del capítulo IV “*Procedimiento de medida y facturación*”, del 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. Todo ello a excepción del artículo 18.3 el cual queda derogado por el 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

4.8 PROTECCIONES

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 14 “*Protecciones*” del 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 a excepción de los apartados 1.d) el cual queda modificado por el Real Decreto 647/2020, de 7 de julio y del apartado 1.e) que es modificado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

4.9 PUESTA A TIERRA DE LAS INSTALACIONES FOTVOLTAICAS

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la memoria del proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 15 “*Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones*” del Capítulo III “*Condiciones técnicas de las instalaciones*” del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

4.10 ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el artículo 16 “*Armónicos y compatibilidad electromagnética*” del Capítulo III “*Condiciones técnicas de las instalaciones*” del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre.

4.11 MEDIDAS DE SEGURIDAD

Las centrales fotovoltaicas, estarán, por un lado, equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

Por otro lado, la central fotovoltaica debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti-isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

Finalmente, las centrales fotovoltaicas deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética

5 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida y, como mínimo, la recogida en la norma UNE-EN 62446-1:2017, “*Sistemas fotovoltaicos (FV). Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección*”
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional. No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

6 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

6.1 GENERALIDADES

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

6.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red.

Se definen dos tipos de actuaciones para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento correctivo.

El plan de mantenimiento preventivo consiste en operaciones de inspección visual y verificación de actuaciones, que todas ellas aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Además, este incluirá, al menos, una visita anual en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

El plan de mantenimiento correctivo, consiste en todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Se incluyen:

- La visita a la instalación se realizará cada vez que el usuario lo requiera y, en caso de avería, será en un plazo máximo de una semana junto con la resolución de la misma en un tiempo máximo de 10 días extras.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

En general, el mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Se realizará un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas y se registrarán las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).

6.3 GARANTÍAS

6.3.1 ÁMBITO GENERAL DE LA GARANTÍA

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

6.3.2 PLAZOS

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

6.3.3 CONDICIONES ECONÓMICAS

La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante. Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si en un plazo razonable el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

6.3.4 ANULACIÓN DE LA GARANTÍA

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

6.3.5 LUGAR Y TIEMPO DE LA PRESTACIÓN

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 10 días naturales.

CAPÍTULO 4

PRESUPUESTO

1 INTRODUCCIÓN

A continuación, se evalúa el coste total que supondrá la instalación del sistema fotovoltaico. El método elegido para hacer el presupuesto es el de precios descompuestos y, estos, han sido buscados por el propio estudiante.

El presupuesto se ha dividido en dos partes principales. En primer lugar, el propio presupuesto del trabajo final de grado, en el que se ha estimado una valoración económica del trabajo realizado y se tienen en cuenta los gastos referidos a recursos humanos y ofimáticos. En segundo lugar, se valora el precio de ejecución de todo lo que engloba la instalación fotovoltaica. La estructura de diseño de ambos presupuestos ha sido basada en el software CYPE Ingenieros.

2 PRESUPUESTO DEL TFG

2.1 RECURSOS HUMANOS

U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio unitario (€)	Importe (€)
h	Estudiante de Ingeniería Electrónica Industrial y Automática	450	18	8.100
h	Tutor UPV	5	45	225
km	Desplazamientos	400	0,4	160
Total				8.485

Tabla P 1. Partida de Recursos humanos.

2.2 AMORTIZACIÓN OFIMÁTICA

Descripción unidad de obra	Precio unitario (€)	Amortización	Amortizado	Importe (€)
Ordenador sobremesa	800	5 años	1,5 meses	20
S.O. Windows 10 Pro	133	1 año	1,5 meses	16,63
Autodesk AutoCAD	2.342	1 año	0,067 meses	13,08
Microsoft Office	126	1 año	1,5 meses	15,75
Total				65,46

Tabla P 2. Partida ofimática.

2.3 PRESUPUESTO FINAL

Partida	Importe (€)
Recursos humanos	8.485
Ofimática	65,46
Total	8550,46

Tabla P 3. Presupuesto de ejecución material del TFG.

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	8550,46
Gastos generales (10 %)	855,05
Beneficio industrial (8 %)	684,04
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	10.089,09
IVA (21 %)	2.118,71
PRESUPUESTO FINAL	12.207,80

Tabla P 4. Presupuesto final del TFG.

El presupuesto total asociado al trabajo final de grado de ingeniería asciende a la cantidad de **DOCE MIL DOSCIENTOS SIETE EUROS CON OCHENTA CÉNTIMOS**.

3 PRESUPUESTO TÉCNICO

3.1 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.1	u	Panel fotovoltaico Trina Solar TallMax TSM-PE15H Módulo fotovoltaico policristalino de alto rendimiento de 345 Wp de potencia y 37,7 Vp de tensión. Totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.			
	u	Panel fotovoltaico	1	103,5	103,5
	h	Oficial 1º electricista	1	18	18
	h	Ayudante electricista	1	16	16
	h	Oficial 1º construcción	0,2	18	3,6
	%	Costes directos complementarios	3	141,1	4,23
	Total				145,33

Tabla P 5. Cuadro de precios descompuestos, módulo fotovoltaico.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.2	u	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0 con entrada de 62,1 kW de potencia con protección IP 65, rango de tensión de entrada de 200 a 1000 V. Máxima eficiencia de 98,5 % y tensión de salida 400 V. Incluye la instalación, la comprobación y el correcto funcionamiento.			
	u	Inversor	1	3.193,73	3.193,73
	h	Oficial 1º electricista	1	18	18
	h	Especialista electricidad	1	20	20
	%	Costes directos complementarios	3	3231,73	96,95
	Total				3.328,68

Tabla P 6. Cuadro de precios descompuestos, inversor.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.3	u	Estructura soporte cubierta inclinada/suelo CVE915 regulable para 3 paneles de perfilera de aluminio según norma EN AW 600 5.T6, tornillería de acero inoxidable.			
	u	Estructura soporte CVE915	1	49,60	49,60
	h	Oficial 1º montador	0,5	18	9
	h	Peón de construcción	0,5	16	8
	%	Costes directos complementarios	3	66,6	2
	Total				68,6

Tabla P 7. Cuadro de precios descompuestos, estructura soporte.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.4	m	Línea monofásica tramo 1 compuesta por dos cables unipolares H1Z2Z2-K de tensión nominal 1,5 kV, con conductor de cobre estañado de 2,5 mm ² de sección, aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libre de halógenos y un cable fase tierra de las mismas características.			
	m	Cable unipolar TECSUN H1Z2Z2-K de cobre de 2,5 mm ²	1	0,8	0,8
	h	Oficial 1º electricista	0,06	18	1,08
	h	Ayudante electricista	0,06	16	0,96
	%	Costes directos complementarios	3	2,84	0,08
	Total				2,93

Tabla P 8. Cuadro de precios descompuestos, línea monofásica tramo 1.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.5	m	Línea monofásica tramo 2 compuesta por dos cables unipolares H1Z2Z2-K de tensión nominal 1,5 kV, con conductor de cobre estañado de 4 mm ² de sección, aislamiento y cubierta de compuesto reticulado libre de halógenos y un cable fase tierra de las mismas características.			
	m	Cable unipolar TECSUN H1Z2Z2-K de cobre de 4 mm ²	1	1,24	1,24
	h	Oficial 1º electricista	0,06	18	1,08
	h	Ayudante electricista	0,06	16	0,96
	%	Costes directos complementarios	3	3,28	0,1
	Total				3,38

Tabla P 9. Cuadro de precios descompuestos, línea monofásica tramo 2.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.6	m	Línea trifásica tramo 3 compuesta por tres cables unipolares RZ1-K (AS) de tensión nominal 0,6/1 kV, con conductor de cobre electrolítico recocido de 50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado tipo DIX3 y cubierta de mezcla LSOH libre de halógenos y por un conductor fase tierra RZ1-K (AS) de mismas condiciones.			
	m	Cable unipolar RZ1-K (AS) de cobre de 50 mm ²	1	5,32	5,32
	m	Cable unipolar RZ1-K (AS) de cobre de 50 mm ²	1	5,32	5,32
	h	Oficial 1º electricista	0,08	18	1,44
	h	Ayudante electricista	0,08	16	1,28
	%	Costes directos complementarios	3	13,36	0,4
	Total				13,76

Tabla P 10. Cuadro de precios descompuesto, línea trifásica tramo 3.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
1.7	m	Línea trifásica tramo 4 compuesta por tres cables unipolares RZ1-K (AS) de tensión nominal 0,6/1 kV, con conductor de cobre electrolítico recocido de 50 mm ² de sección, aislamiento de polietileno reticulado tipo DIX3 y cubierta de mezcla LSOH libre de halógenos y por un conductor fase tierra RZ1-K (AS) de mismas condiciones.			
	m	Cable unipolar RZ1-K (AS) de cobre de 50 mm ²	1	5,32	5,32
	m	Cable unipolar RZ1-K (AS) de cobre de 50 mm ²	1	2,85	2,85
	h	Oficial 1º electricista	0,08	18	1,44
	h	Ayudante electricista	0,08	16	1,28
	%	Costes directos complementarios	3	13,36	0,4
	Total				13,76

Tabla P 11. Cuadro de precios descompuesto, línea trifásica tramo 4.

3.2 CANALIZACIONES

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.1	u	Canalización enterrada que empieza a la salida del inversor con la instalación de un tubo PE corrugado con doble pared de 110 mm ² de diámetro exterior continuado enterrado hasta el CGPM.			
	m	Tubo PE 110 mm ² de diámetro exterior	1	1,69	1,69
	h	Oficial 1º electricista	0,1	18	1,8
	h	Especialista electricidad	0,1	20	2
	%	Costes directos complementarios	3	5,49	0,165
	Total				5,65

Tabla P 12. Cuadro de precios descompuestos, canalización enterrada.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
2.2	u	Canalización a la acometida que empieza a la salida del CGPM con la instalación de un tubo PE corrugado con doble pared de 110 mm ² de diámetro exterior continuado enterrado hasta la caja de conexiones de la acometida.			
	m	Tubo PE 110 mm ² de diámetro exterior	1	1,69	1,69
	h	Oficial 1º electricista	0,1	18	1,8
	h	Especialista electricidad	0,1	20	2
	%	Costes directos complementarios	3	5,49	0,165
	Total				5,65

Tabla P 13. Cuadro de precios, descompuesto, canalización a la acometida.

3.3 PROTECCIONES Y CONEXIONES

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.1	u	Fusible cilíndrico 10x38 gPV con una intensidad nominal de 20 A, una tensión asignada en corriente continua de 1000 V y poder de corte de 30 kA			
	m	Fusible 10x38 gPV de 20 A	1	5	5
	h	Oficial 1º electricista	0,05	18	0,9
	%	Costes directos complementarios	3	5,9	0,18
	Total				6,08

Tabla P 14. Cuadro de precios descompuestos, fusible 10x38 gPV.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.2	u	Protector sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV. protección contra sobretensiones transitorias Tipo 2, con $I_n = 20 \text{ kA}$ a $8/20 \mu\text{s}$ e $I_{\text{max}} = 40 \text{ kA}$, una tensión de red de 1000 Vdc y tensión máxima de servicio CC de 1060 V			
	m	Protector sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV	1	43,75	43,75
	h	Oficial 1º electricista	0,25	18	4,5
	%	Costes directos complementarios	3	48,25	1,45
	Total				49,70

Tabla P 15. Cuadro de precios descompuestos, protector sobretensiones transitorias.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.3	u	Caja de conexiones Schneider Electric Mureva. Para concentrar 3 líneas en paralelo con protección IP55 y resistencia a golpes IK07, aislamiento eléctrico de clase II, tapa hecha de polipropileno. Dimensiones de la base de 150x105x80 mm. Incluye su instalación y correcto funcionamiento.			
	m	Caja de conexiones Mureva	1	5,59	5,59
	h	Oficial 1º electricista	0,25	18	4,5
	%	Costes directos complementarios	3	10,09	0,3
	Total				10,39

Tabla P 16. Cuadro de precios descompuestos, caja de conexiones.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.4	u	Caja de automáticos ABB Mistral65. Caja de automáticos de 36 módulos con puerta transparente para disponer las protecciones de corriente alterna, irá instalado al lado del inversor. Protección IP65 y resistencia a los golpes IK09. Máxima corriente admisible de 125 A. Dimensiones de la caja de 320x600x155 mm. Incluye su instalación y correcto funcionamiento			
	m	Caja de automáticos Mistral65 ABB	1	70,1	70,1
	h	Oficial 1º electricista	0,16	18	3
	%	Costes directos complementarios	3	73,1	2,19
	Total				75,29

Tabla P 17. Cuadro de precios descompuestos, caja de automáticos.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.5	u	Interruptor automático Schneider Dardo Plus Acti 9. Interruptor magnetotérmico general de 4 polos con intensidad nominal de 100 A, poder de corte de 10 kA con curva C. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento.			
	m	Interruptor magnetotérmico Acti9 C120N, 4 polos 100 A Curva C	1	151,24	151,24
	h	Oficial 1º electricista	0,25	18	4,5
	%	Costes directos complementarios	3	155,74	4,67
	Total				160,41

Tabla P 18. Cuadro de precios descompuestos, interruptor general manual.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.6	u	Interruptor diferencial Schneider Acti 9 iID. Interruptor diferencial tetrapolar con corriente nominal de 100 A y sensibilidad de 300 mA, clase A superinmunizado con un poder de corte de 10 kA. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento.			
	m	Interruptor diferencial Acti 9 iID	1	240,54	240,54
	h	Oficial 1º electricista	0,25	18	4,5
	%	Costes directos complementarios	3	245,04	7,35
	Total				252,39

Tabla P 19. Cuadro de precios descompuestos, interruptor diferencial.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.7	u	Caja de protección y medida indirecta CMT-300-E-IF Cahors regulada por Iberdrola para líneas trifásicas con una tensión y corriente asignada de 400 V y 300 A respectivamente. Protección IP55 y resistencia a los golpes IK10. Con contador trifásico electrónico combinado, base portafusibles y transformador de intensidad. Dimensiones 1545x750x310 mm. Incluye su instalación y comprobado correcto funcionamiento.			
	m	Cuadro general de protección y medida	1	492,03	492,03
	h	Oficial 1º electricista	1	18	18
	%	Costes directos complementarios	3	510,03	15,30
	Total				525,33

Tabla P 20. Cuadro de precios descompuestos, caja general de protección y medida.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
3.8	u	Electrodo para toma a tierra consta de una pica de tierra de acero cobreado de 2,5 metros de longitud y 18 mm de diámetro. Incluye la instalación.			
	m	Pica acero cobreado 2,5 m	1	36	36
	h	Oficial 1º electricista	0,5	18	9
	%	Costes directos complementarios	3	45	1,35
	Total				46,35

Tabla P 21. Cuadro de precios descompuestos, electrodo de toma a tierra.

3.4 OBRA CIVIL

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.1	m	Zanja 0,45x0,90 m para la distribución subterránea del tramo 3 que discurre de la salida de la nave hasta el CGPM. Será de 0,4 m de ancho y 0,8 m de profundidad. Se incluye la excavación de la zanja y su posterior relleno. No se considera la instalación del cableado.			
	h	Oficial 1º construcción	1	18	18
	h	Peón construcción	1	16	16
	m ³	Excavación de zanja a máquina sobre terreno tránsito	1	5,27	5,27
	m ³	Relleno y compactación de la zanja con arenas y áridos	0,9	10,38	9,34
	m ³	Rellenos huecos con hormigón HNE-15/B/20	0,1	89	8,9
	%	Costes directos complementarios	3	57,51	1,72
	Total				59,23

Tabla P 22. Cuadro de precios descompuestos, zanja tramo 3.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Rendimiento	Precio (€)	Importe (€)
4.2	m	Zanja 0,45x0,90 m para la distribución subterránea del tramo 4 que discurre de la salida del CGPM hasta la acometida. Será de 0,4 m de ancho y 0,8 m de profundidad. Se incluye la excavación de la zanja y su posterior relleno. No se considera la instalación del cableado.			
	h	Oficial 1º construcción	1	18	18
	h	Peón construcción	1	16	16
	m ³	Excavación de zanja a máquina sobre terreno tránsito	1	5,27	5,27
	m ³	Relleno y compactación de la zanja con arenas y áridos	0,9	10,38	9,34
	m ³	Rellenos huecos con hormigón HNE-15/B/20	0,1	89	8,9
	%	Costes directos complementarios	3	57,51	1,72
	Total				59,23

Tabla P 23. Cuadro de precios descompuestos, zanja tramo 4.

4 PRESUPUESTO PARCIAL

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.1	u	Panel fotovoltaico Trina Solar TallMax TSM-PE15H	180	145,33	26.159,4
1.2	u	Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0	1	3.328,68	3.328,68
1.3	u	Estructura soporte CVE915	60	68,60	4.116
1.4	m	Línea monofásica tramo 1	40	2,93	117,2
1.5	m	Línea monofásica tramo 2	28	3,38	94,64
1.6	m	Línea trifásica tramo 3	40	13,76	550,4
1.7	m	Línea trifásica tramo 4	15	13,76	206,4
Total					34.575,02

Tabla P 24. Presupuesto parcial instalación fotovoltaica.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.1	m	Canalización enterrada	30	5,65	169,5
2.2	m	Canalización a la acometida	10	5,65	56,5
Total					226

Tabla P 25. Presupuesto parcial canalizaciones.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
3.1	u	Fusible 10x38 gPV de 20 A	24	6,08	145,92
3.2	u	Protector sobretensiones transitorias PSM3-40/1000 PV	1	49,70	49,70
3.3	u	Caja de conexiones Mureva	1	10,39	10,39
3.4	u	Caja de automáticos Mistral65 ABB	1	75,29	75,29
3.5	u	Interruptor magnetotérmico Acti9 C120N, 4 polos 100 A Curva C	1	106,41	106,41
3.6	u	Interruptor diferencial Acti 9 iID	1	252,39	252,39
3.7	u	Cuadro general de protección y medida	1	525,33	525,33
3.8	u	Pica acero cobreado 2,5 m	1	46,35	46,35
Total					1.211,78

Tabla P 26. Presupuesto parcial protecciones y conexiones.

Código	U.M.	Descripción unidad de obra	Medición	Precio (€)	Importe (€)
4.1	m	Zanja tramo 3	30	59,23	1.776,9
4.2	m	Zanja tramo 4	10	59,23	592,3
Total					2.369,2

Tabla P 27. Presupuesto parcial obra civil.

5 PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)

Partida	Importe (€)
Instalación fotovoltaica	34.575,02
Canalizaciones	226
Protecciones y conexiones	1.211,78
Obra Civil	2.369,2
Total	38.381,02

Tabla P 28. Presupuesto de ejecución material (PEM).

6 PRESUPUESTO FINAL

PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	38.381,02
Gastos generales (12 %)	4.605,72
Beneficio industrial (10 %)	3.838,11
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN	46.761,84
Honorarios (5 %)	2.338,09
IVA (21 %)	9.819,99
PRESUPUESTO FINAL	58.919,92

Tabla P 29. Presupuesto final técnico instalación.

El presupuesto final del proyecto técnico de instalación asciende a la cantidad de **CINCUENTA Y OCHO MIL NOVECIENTOS DIECINUEVE EUROS CON NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS.**

CAPÍTULO 5

ANEXOS

1 ANEXOS

1.1 PROVEEDORES DE LOS COMPONENTES

Placa Solar Policristalina Trina Solar 345 W 144 células TallMax TSM-PE15H. Dismad Energía. (2019). Disponible en: <https://dismad.com/tienda/policristalinas/233-placa-solar-policristalina-trina-solar-345-w-144-celulas-tallmax-tsm-pe15h.html>.

Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0. (2021). Disponible en: <https://b2b.technosun.com/shop/product/1073871-001-huawei-sun2000-60ktl-m0-inversor-de-red-trifasico-de-60kw-con-4-mppt-1073871-001-13966?search=inversor+60k&category=2231>

Estructura sobre cubierta inclinada/suelo CVE915 Regulable. Renovas. (2020). Disponible en: <https://www.renovas.es/estructuras-cubierta-plana/174-estructura-sobre-cubierta-inclinada-khe915.html>.

Cable H1Z2Z2-K Eca. Infordat.informel.es. (2021). Disponible en: <https://infordat.informel.es/tarifas/category/183-prysmian>.

Cable RZ1-K flexible Libre de Halógenos 1X50 mm² 0,6/1 KV EXZHELLENT GENERAL CABLE. Ilumitec.es. Disponible en: <https://www.ilumitec.es/cable-unipolar-libre-halogenos-50-mm2-rz1k>.

Fusible cilíndrico gPV 10x38 20A 1000VDC - DSP Solar. www.distribucionessolares.es. Disponible en: https://distribucionessolares.es/bfusibles-ccb/fusible-cilindrico-gpv-10x38-20a-1000vdc_727.

PROTCTR SOBRET TRANSIT PSM3-40/1000 PV. Carlos Alcaraz. Retrieved from https://carlosalcaraz.com/producto/movilidad-electrica-y-energia-solar/placas-solares/77707852-v1/?gclid=CjwKCAjwIYCHBhAQEiwA4K21m9OAPDRq7Hwx_di3Yo7_g3u6Wgt5MTh9zRKBW90BYccG5QW2ovU3KBoCoWsQAvD_BwE.

Interruptor automatico Schneider mini A9N18374 C120N 4 polos 100A Curva C. Sumidelec. Disponible en: <https://www.sumidelec.com/interruptor-automatico-schneider-mini-a9n18374-c120n-4-polos-100a-curva-c-p-10114>.

Diferencial 4P 100A 300m A9R35491 Schneider. Cadenza Electric | Venta de material electrico Schneider online. Disponible en: https://www.cadenzaelectric.com/interruptor-diferencial-iiid-4p-100a-300ma-clase-a-si-ref-a9r35491-schneider-electric_p9406288.htm?gclid=CjwKCAjwuIWHBhBDEiwACXQYsUFa1BYxtBa_M_I4DxUUOICrmHJ6e7DemuailiAtU3pHsCmEL-PLLxoCnWIQAvD_BwE#description.

Pica de acero cobre de 300 micras 11915. Klk.es. (2021). Disponible en: <https://www.klk.es/inicio/productos/puesta-a-tierra>.

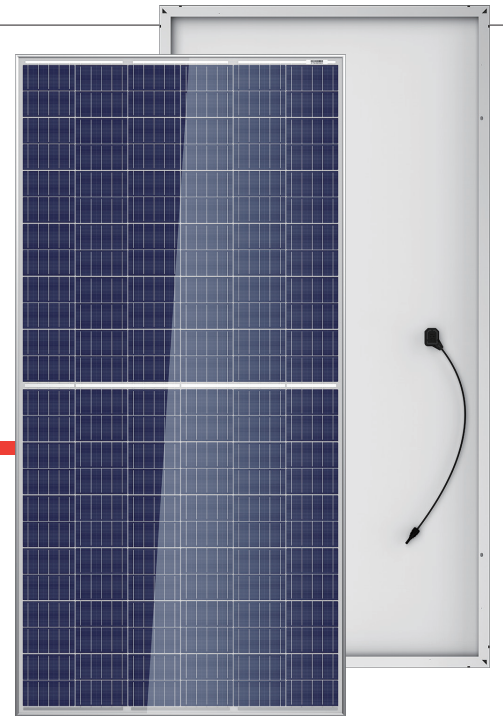
1.2 LISTA DE CATÁLOGOS

El orden de las listas de catálogos o fichas técnicas de cada componente será el siguiente:

1. Placa Solar Policristalina Trina Solar 345 W 144 células TallMax TSM-PE15H.
2. Inversor Huawei SUN2000-60KTL-M0.
3. Estructura CVE915 Regulable.
4. Cable H1Z2Z2-K Eca.
5. Cable RZ1-K.
6. Fusible cilíndrico gPV 10x38 20A 1000VDC.
7. PROTCTR SOBRET TRANSIT PSM3-40/1000 PV.
8. Interruptor automatico Schneider mini A9N18374 C120N 4 polos 100A Curva C.
9. Diferencial 4P 100A 300m A9R35491.
10. Pica de acero cobre de 300 micras, modelo 11915.

THE TALLMAX

FRAMED 72 LAYOUT MODULE



72 LAYOUT
MULTICRYSTALLINE MODULE

340-355W
POWER OUTPUT RANGE

17.5%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS
TSM-PE15H

POWER RANGE
340-355W



Ideal for large scale installations

- Reduce BOS cost with higher power bin and 1500V system voltage



Half-cell design brings higher efficiency

- Low cell connection power losses due to half-cell layout(144 multicrystalline)
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperature



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF etc)
- Internal test requirement of Trina more stringent than certification authority
- PID resistant
- 100% EL double inspection



Certified to withstand the most challenging environmental conditions

- 2400 Pa negative load
- 5400 Pa positive load
- * 2400/5400 is the measured load, and the safety factor is 1.5 times

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

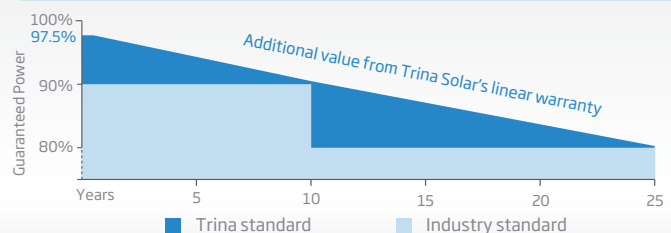
Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System

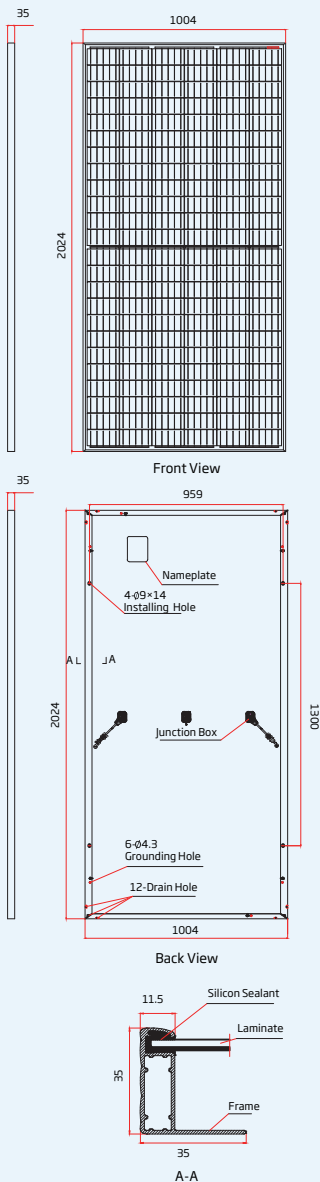


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

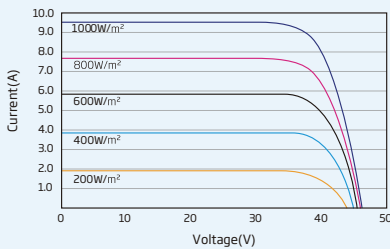
10 Year Product Warranty · 25 Year Linear Power Warranty



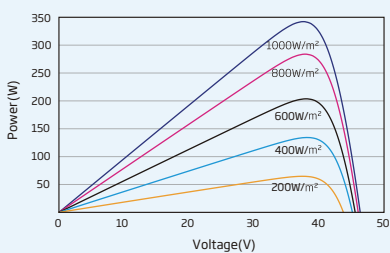
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(345W)



P-V CURVES OF PV MODULE(345W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-PMAX (Wp)*	340	345	350	355
Power Output Tolerance-PMAX (W)	0 ~ +5			
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current-IMPP (A)	9.06	9.15	9.23	9.32
Open Circuit Voltage-VOC (V)	46.2	46.4	46.7	47.0
Short Circuit Current-ISC (A)	9.53	9.62	9.71	9.81
Module Efficiency η_m (%)	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
 *Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power-PMAX (Wp)	257	261	265	269
Maximum Power Voltage-VMPP (V)	35.5	35.7	35.9	36.1
Maximum Power Current-IMPP (A)	7.24	7.31	7.37	7.45
Open Circuit Voltage-VOC (V)	43.5	43.7	44.0	44.2
Short Circuit Current-ISC (A)	7.69	7.76	7.83	7.91

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2024 × 1004 × 35 mm (79.69 × 39.53 × 1.38 inches)
Weight	22.8kg (50.3lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 140mm/P 285mm(5.51/11.22inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2/TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.38%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.31%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty
25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 660 pieces

SUN2000-60KTL-M0 Smart String Inverter



Inteligente

Monitorización a nivel de string



Eficiente

Eficiencia máxima del 98,7 %



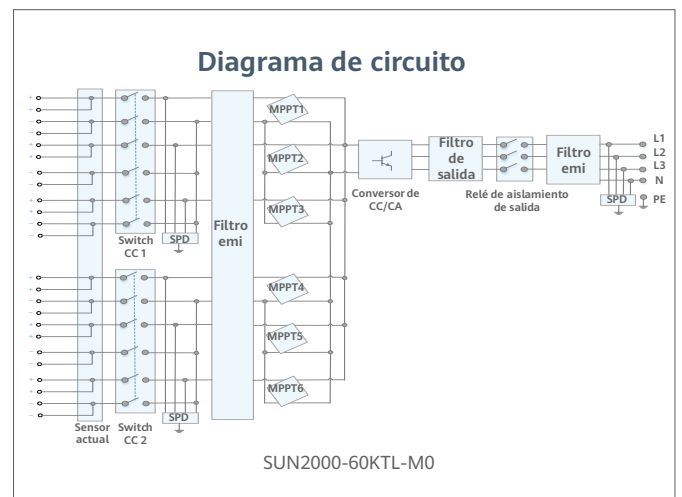
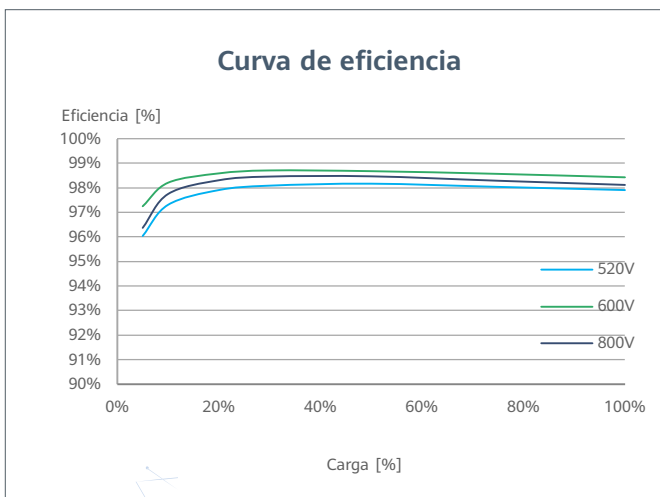
Seguro

Diseño sin fusibles



Reliable

Descargadores de sobretensión tipo II de CC y CA



Especificaciones técnicas	SUN2000-60KTL-MO
---------------------------	------------------

Eficiencia	
Máxima eficiencia	98.9% @480 V; 98.7% @380 V / 400 V
Eficiencia europea ponderada	98.7% @480 V; 98.5% @380 V / 400 V

Entrada	
Tensión máxima de entrada ¹	1,100 V
Corriente de entrada máxima por MPPT	22 A
Corriente de cortocircuito máxima	30 A
Tensión de arranque	200 V
Tensión de funcionamiento MPPT ²	200 V ~ 1,000 V
Tensión nominal de entrada	600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac
Cantidad de MPPTs	6
Cantidad máxima de entradas por MPPT	2

Salida	
Potencia activa	60,000 W
Max. Potencia aparente de CA	66,000 VA
Max. Potencia activa de CA (cosφ = 1)	66,000 W
Tensión nominal de salida	220 V / 380 V, 230 V / 400 V, por defecto 3W + N + PE; 3W + PE opcional en configuraciones; 277 V / 480 V, 3W + PE
Frecuencia nominal de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Intensidad nominal de salida	91.2 A @380 V, 86.7 A @400 V, 72.2 A @480 V
Max. intensidad de salida	100 A @380 V, 95.3 A @400 V, 79.4 A @480 V
Factor de potencia ajustable	0,8 capacitivo ... 0,8 inductivo
Distorsión armónica total máxima	< 3%

Protecciones	
Dispositivo de desconexión del lado de entrada	Sí
Protección anti-isla	Sí
Protección contra sobreintensidad de CA	Sí
Protección contra polaridad inversa CC	Sí
Monitorización a nivel de string	Sí
Descargador de sobretensiones de CC	Type II
Descargador de sobretensiones de CA	Type II
Detección de resistencia de aislamiento CC	Sí
Monitorización de corriente residual	Sí

Comunicación	
Display	Indicadores LED, Bluetooth + APP
RS485	Sí
USB	Sí
Monitorización de BUS (MBUS)	Sí (transformador de aislamiento requerido)

Datos generales	
Dimensiones (W x H x D)	1,075 x 555 x 300 mm
Peso (incluida ménsula de montaje)	74 kg
Rango de temperatura de operación	-25°C ~ 60°C
Enfriamiento	Convección natural
Max. Altitud de operación	4,000 m
Humedad de operación relativa	0 ~ 100%
Conector CC	Amphenol Helios H4
Conector CA	Terminal PG impermeable + conector OT
Grado de protección	IP65
Topología	Sin transformador
Consumo de energía durante la noche	< 2 W

Cumplimiento de estándares (más opciones disponibles previa solicitud)	
Seguridad	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Estándares de conexión a red eléctrica	IEC 61727, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, BDEW, VDE 4120, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, RD 661, RD 1699, P.O. 12.3, RD 413, EN-50438-Turkey, EN-50438-Ireland, C10/11

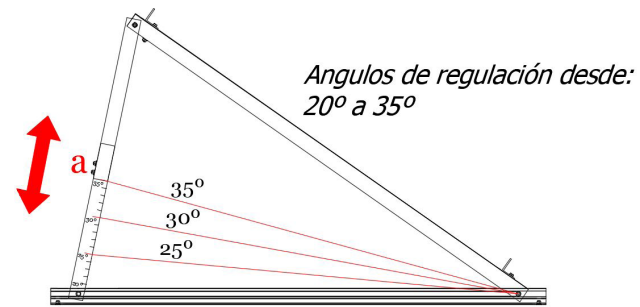
¹ El voltaje de entrada máximo es el límite superior del voltaje de CC. Cualquier voltaje DC de entrada más alto probablemente dañaría el inversor.
² Cualquier voltaje de entrada de CC más allá del rango de voltaje de funcionamiento puede provocar un funcionamiento incorrecto del inversor.

Soportes inclinados Regulables

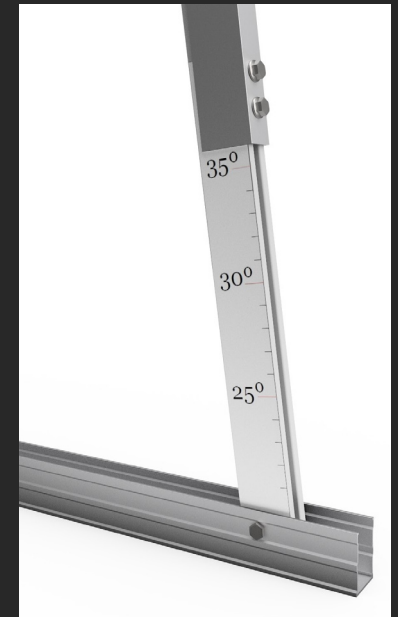
- Instalación recomendada: suelo o cubierta plana
- Regulable desde 20° a 35°



Ref. **CVA915XL**
REGULABLE



Ref. **CVE915XL**
REGULABLE



TECSUN H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS

NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
EN 60332-1-2
IEC 60332-1-2
NFC 32070-C2

NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
EN 50305-9

LIBRE DE HALÓGENOS
EN 50525-1

BAJA OPACIDAD DE HUMOS
EN 61034-2
IEC 61034-2

REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
EN 50305 (ITC < 3)

RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA (AD8)

RESISTENCIA AL FRÍO

CABLE FLEXIBLE

RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA

RESISTENCIA A LOS AGENTES QUÍMICOS

RESISTENCIA AL OZONO

RESISTENCIA AL CALOR HÚMEDO

RESISTENCIA A LAS GRASAS Y ACEITES

RESISTENCIA A LOS GOLPES

RESISTENCIA A LA ABRASIÓN

APTO PARA ENTERRAR DIRECTAMENTE



DESCÁRGATE la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>

Nº DoP 1007351

ENSAYOS ADICIONALES CABLE TECSUN - H1Z2Z2-K

Vida estimada	30 años
Certificación	TÜV
Servicios móviles	SI
Apto para instalación directamente enterrado	SI
Doble aislamiento (clase II)	SI
Tª máxima de conductor (20 000 h)	120 °C 20 000 h
Resistencia al ozono	IEC 62930 Tab. 3 según IEC 60811-403, EN 506 18 Tab. 2 según EN 50396 tipo de prueba B
Resistencia a los rayos UVA	IEC 62930 Anexo E; EN 50618 Anexo E; Resistencia a la tracción y elongación a la rotura después de 720 h (360 ciclos) de exposición a los rayos UVA según EN 50289-4-17 (Método A)
Resistencia a la absorción agua	DNI EN 60811-402
Protección contra el agua	AD8 (sumersión permanente)
Resistencia a aceites minerales	EN 60811-2-1; 24 h; 100 °C
Resistencia a ácidos y bases	IEC 62930 y EN 50618 Anexo B 7 días, 23 °C N-ácido oxálico, N-hidróxido sódico (según IEC 60811-404; EN 60811-404)
Resistencia al amoniaco	Ensayo especial de Prysmian: 30 días en atmósfera saturada de amoniaco
Prueba de contracción	IEC 62930 Tab 2 según IEC 60811-503; EN 50618 Tab 2 según EN 60811-503 (máxima contra 2%)
Resistencia al calor húmedo	IEC 62930 Tab.2 y EN 50618 Tab.2 1000h a 90 °C y 85% de humedad para IEC 60068-2-78, EN- 60068-2-78
Respetuoso con el medioambiente	Directiva RoHS 2011/65/EU de la Unión Europea
Penetración dinámica	IEC 62930 Anexo D; EN 50618 Anexo D
Doblado a baja temperatura	Doblado y alargamiento a -40 °C según IEC 62930 Tab.2 según IEC 60811-504 y -505 y EN 50618 Tab.2 según EN 60811-1-4 y EN 60811-504 y -505
Resistencia al impacto en frío	Resistencia al impacto a -40° C según IEC 62930 Anexo C según IEC 60811-506 y EN 50618 Anexo C según EN 60811-506
Presión a temperatura elevada	< 50% según EN 60811-508
Dureza Prysmian	Test interno Prysmian: Tipo A: 85 según DIN EN ISO 868
Resistencia a la abrasión	Ensayo especial Prysmian DIN ISO 4649 contrapapel abrasivo. • Cubierta contra cubierta. • Cubierta contra met. • Cubierta contra plásticos
Durabilidad del marcado	IEC 62930; EN 50396

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C (120 °C, por 20 000 h).
- Tensión continua de diseño: 1,5/1,5 kV.
- Tensión continua máxima: 1,8/1,8 kV.
- Tensión alterna de diseño: 1/1 kV.
- Tensión alterna máxima: 1,2/1,2 kV.
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 6,5 kV.
- Ensayo de tensión continua durante 5 min: 15 kV.
- Radio mínimo de curvatura estático (posición final instalado): 3D (D ≤ 12 mm) y 4D > 12 mm). (D = diámetro exterior del cable máximo).

Ensayos de fuego

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9.
- Libre de halógenos: EN 50525-1.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 50305 (ITC < 3).



TECSUN

H1Z2Z2-K



Tensión asignada: 1,0/1,0 kV (1,2/1,2 kVac máx.) - 1,5/1,5 kVdc (1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: EN 50618; IEC 62930
 Designación genérica: H1Z2Z2-K



CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre estañado.
Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.
Temperatura máxima en el conductor: 120 °C, 20 000 h; 90 °C (30 años)
 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

CUBIERTA

Material: compuesto reticulado libre de halógenos, tabla B.1, anexo B de EN 50618.

Color: negro, rojo o azul.

APLICACIONES

• Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Adecuado para soterramiento directo (sin tubo o conducto).

Indicado también el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	DIÁMETRO MÁXIMO DEL CONDUCTOR mm (1)	DIÁMETRO EXTERIOR DEL CABLE (VALOR MÁXIMO) mm	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA DINÁMICO	RADIO MÍNIMO DE CURBATURA ESTÁTICO	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR A 20 °C Ω/km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE. T AMBIENTE 60 °C y T CONDUCTOR 120 °C (3)	CAIDA DE TENSIÓN V/(A·km) (2)
1 x 1,5	1,6	4,4	20	15	35	13,7	24	30	27,4
1 x 2,5	1,9	4,8	22	17	46	8,21	34	41	16,42
1 x 4	2,4	5,3	24	18	61	5,09	46	55	10,18
1 x 6	2,9	5,9	26	20	80	3,39	59	70	6,78
1 x 10	4,0	7,0	30	23	122	1,95	82	98	3,90
1 x 16	5,6	9,0	39	30	200	1,24	110	132	2,48
1 x 25	6,4	10,3	45	34	290	0,759	140	176	1,59
1 x 35	7,5	11,7	63	50	400	0,565	182	218	1,13
1 x 50	9,0	13,5	73	58	560	0,393	220	276	0,786
1 x 70	10,8	15,5	83	66	750	0,277	282	347	0,554
1 x 95	12,6	17,7	94	75	970	0,210	343	416	0,42
1 x 120	14,2	19,2	122	82	1220	0,164	397	488	0,328
1 x 150	15,8	21,4	136	91	1500	0,132	458	566	0,264
1 x 185	17,4	23,7	151	101	1840	0,108	523	644	0,216
1 x 240	20,4	27,1	171	114	2400	0,0817	617	775	0,1634

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación monofásica o corriente continua en bandeja perforada al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,85.
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13. (UNE-HD 60364-5-52 e IEC 60364-5-52).

(3) Instalación de conductores separados con renovación eficaz del aire en toda su cubierta (cables suspendidos).
 Temperatura ambiente 60 °C (a la sombra) y temperatura máxima en el conductor 120 °C.
 Valor que puede soportar el cable, 20 000 h a lo largo de su vida útil (25 años).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



CARACTERÍSTICAS Y ENSAYOS



NO PROPAGACIÓN DE LA LLAMA
 EN 60332-1-2
 IEC 60332-1-2
 NFC 32070 C2



NO PROPAGACIÓN DEL INCENDIO
 EN 50399
 EN 60332-3-24
 IEC 60332-3-24



LIBRE DE HALÓGENOS
 EN 60754-2
 EN 60754-1
 IEC 60754-2
 IEC 60754-1



Cca-s1b,d1,a1

DESCÁRGATE
 la DoP (Declaración de Prestaciones) en este código QR.
<https://es.prysmiangroup.com/DoP>



Nº DoP 1003875



REDUCIDA EMISIÓN DE GASES TÓXICOS
 EN 60754-2
 NFC 20454
 DEF-STAN 02-713



BAJA EMISIÓN DE HUMOS
 EN 50399



BAJA OPACIDAD DE HUMOS
 EN 61034-2
 IEC 61034-2



NULA EMISIÓN DE GASES CORROSIVOS
 EN 60754-2
 IEC 60754-2
 NFC 20453



BAJA EMISIÓN DE CALOR
 EN 50399



REDUCIDO DESPRENDIMIENTO DE GOTAS/PARTÍCULAS INFLAMADAS
 EN 50399



RESISTENCIA A LA ABSORCIÓN DEL AGUA



RESISTENCIA AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



RESISTENCIA A LOS RAYOS ULTRAVIOLETA



ALTA SEGURIDAD



MÁXIMA PELABILIDAD

Gracias a la capa especial antiadherente se puede retirar la cubierta fácil y rápidamente. Un importante ahorro de tiempo de instalación.



LIMPIO Y ECOLÓGICO

La ausencia de talco y aceites de silicona permite un ambiente de trabajo más limpio y con menos partículas contaminantes.

- Temperatura de servicio: -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 3500 V.

Prestaciones frente al fuego en la Unión Europea:

- Clase de reacción al fuego (CPR): **Cca-s1b,d1,a1**.
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014 + A1:2016.
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6.
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576.
- Métodos de ensayo: EN 60332-1-2; EN 50399; EN 60754-2; EN 61034-2.

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: EN 50399; EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24.
- Libre de halógenos: EN 60754-2; EN 60754-1; IEC 60754-2; IEC 60754-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: EN 60754-2; NFC 20454; DEF STAN 02-713.
- Baja emisión de humos: EN 50399.
- Baja opacidad de humos: EN 61034-2; IEC 61034-2.
- Nula emisión de gases corrosivos: EN 60754-2; IEC 60754-2; NFC 20453.
- Baja emisión de calor: EN 50399.
- Reducido desprendimiento de gotas/partículas inflamadas: EN 50399.

CONSTRUCCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3 según UNE HD 603-1.

Colores: marrón, negro, gris, azul, amarillo/verde según UNE 21089-1.

ELEMENTO SEPARADOR

Capa especial antiadherente.

RELLENO

Material: mezcla LSOH libre de halógenos.

CUBIERTA

Material: mezcla especial libre de halógenos tipo AFUMEX UNE 21123-4.

Color: verde.

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.
- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos en edificios o sobre bandejas, etc.,

o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

- Indicado también el lado de corriente alterna en instalaciones de autoconsumo solar fotovoltaico.

- Líneas generales de alimentación (ITC-BT 14). • Derivaciones individuales ITC-BT 15). • Instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 20). • Locales de pública concurrencia (ITC-BT 28). • Locales con riesgo de incendio o explosión (**adecuadamente canalizado**) (ITC-BT 29). • Industrias (Reglamento de Seguridad contra Incendios en los Establecimientos Industriales R.D. 2267/2004). • Edificios en general (Código técnico de la Edificación, R.D. 314/2006, art. 11).

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm (1)	DÍAMETRO EXTERIOR mm (1)	PESO kg/km (1)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (2) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	7	67	13,3	21	21	26,5	21,36
1 x 2,5	0,7	7,5	79	7,98	30	27	15,92	12,88
1 x 4	0,7	8	97	4,95	40	35	9,96	8,1
1 x 6	0,7	8,5	120	3,3	52	44	6,74	5,51
1 x 10	0,7	9,6	167	1,91	72	58	4	3,31
1 x 16	0,7	10,6	226	1,21	97	75	2,51	2,12
1 x 25	0,9	12,3	321	0,78	122	96	1,59	1,37
1 x 35	0,9	13,8	421	0,55	153	117	1,15	1,01
1 x 50	1	15,4	579	0,38	188	138	0,85	0,77
1 x 70	1,1	17,3	780	0,27	243	170	0,59	0,56
1 x 95	1,1	19,2	995	0,20	298	202	0,42	0,43
1 x 120	1,2	21,3	1240	0,16	350	230	0,34	0,36
1 x 150	1,4	23,4	1529	0,12	401	260	0,27	0,31
1 x 185	1,6	25,6	1826	0,10	460	291	0,22	0,26
1 x 240	1,7	28,6	2383	0,08	545	336	0,17	0,22
1 x 300	1,8	31,3	2942	0,06	630	380	0,14	0,19
1 x 400	2	36	3921	0,05		446	0,11	0,17
2 x 1,5	0,7	10	134	13,3	23	24	30,98	24,92
2 x 2,5	0,7	10,9	169	7,98	32	32	18,66	15,07
2 x 4	0,7	11,8	213	4,95	44	42	11,68	9,46
2 x 6	0,7	12,9	271	3,3	57	53	7,90	6,42
2 x 10	0,7	15,2	399	1,91	78	70	4,67	3,84
2 x 16	0,7	17,7	566	1,21	104	91	2,94	2,45
2 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	135	116	1,86	1,59
2 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	168	140	1,34	1,16
2 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	204	166	0,99	0,88
3 G 1,5	0,7	10,4	150	13,3	23	24	30,98	24,92
3 G 2,5	0,7	11,4	193	7,98	32	32	18,66	15,07
3 G 4	0,7	12,4	250	4,95	44	42	11,68	9,46
3 G 6	0,7	13,6	324	3,3	57	53	7,90	6,42
3 G 10	0,7	16	486	1,91	78	70	4,67	3,84
3 G 16	0,7	18,7	696	1,21	104	91	2,94	2,45
3 x 25	0,9	Consultar	Consultar	0,78	115	96	1,62	1,38
3 x 35	0,9	Consultar	Consultar	0,55	143	117	1,17	1,01
3 x 50	1	Consultar	Consultar	0,38	174	138	0,86	0,77
3 x 70	1,1	Consultar	Consultar	0,27	223	170	0,6	0,56
3 x 95	1,1	Consultar	Consultar	0,20	271	202	0,43	0,42
3 x 120	1,2	Consultar	Consultar	0,16	314	230	0,34	0,35
3 x 150	1,4	Consultar	Consultar	0,12	359	260	0,28	0,3
3 x 185	1,6	Consultar	Consultar	0,10	409	291	0,22	0,26
3 x 240	1,7	Consultar	Consultar	0,08	489	336	0,17	0,21
3 x 300	1,8	Consultar	Consultar	0,06	549	380	0,14	0,18

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

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

AFUMEX CLASS 1000 V (AS) RZ1-K (AS)

Tensión asignada: 0,6/1 kV (1,2/1,2 kVac máx./1,8/1,8 kVdc máx.)
 Norma diseño: UNE 21123-4
 Designación genérica: RZ1-K (AS)



DATOS TÉCNICOS

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE AL AIRE (1) A	INTENSIDAD ADMISIBLE ENTERRADO (3) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2) γ (3)	
							cos φ = 1	cos φ = 0,8
3 x 25/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,780/1,21	115	96	1,62	1,38
3 x 35/16	0,9/0,7	Consultar	Consultar	0,554/1,21	143	117	1,17	1,01
3 x 50/25	1,0/0,9	Consultar	Consultar	0,386/0,780	174	138	0,86	0,77
3 x 70/35	1,1/0,9	Consultar	Consultar	0,272/0,554	223	170	0,6	0,56
3 x 95/50	1,1/1,0	Consultar	Consultar	0,206/0,386	271	202	0,43	0,42
3 x 120/70	1,2/1,1	Consultar	Consultar	0,161/0,272	314	230	0,34	0,35
3 x 150/70	1,4/1,1	Consultar	Consultar	0,129/0,272	359	260	0,28	0,3
3 x 185/95	1,6/1,1	Consultar	Consultar	0,106/0,206	409	291	0,22	0,26
3 x 240/120	1,7/1,2	Consultar	Consultar	0,0801/0,161	489	336	0,17	0,21
3 x 300/150	1,8/1,4	Consultar	Consultar	0,0641/0,129	549	380	0,14	0,18
4 G 1,5	0,7	11,2	173	13,3	20	21	26,94	21,67
4 G 2,5	0,7	12,3	227	7,98	28	27	16,23	13,1
4 G 4	0,7	13,4	298	4,95	38	35	10,16	8,23
4 G 6	0,7	14,7	391	3,3	49	44	6,87	5,59
4 G 10	0,7	17,5	593	1,91	68	58	4,06	3,34
4 G 16	0,7	20,4	855	1,21	91	75	2,56	2,13
4 x 25	0,9	24,3	1267	0,78	115	96	1,62	1,38
4 x 35	0,9	28,4	1792	0,55	143	117	1,17	1,01
4 x 50	1	32,5	2439	0,38	174	138	0,86	0,77
4 x 70	1,1	37,1	3359	0,27	223	170	0,6	0,56
4 x 95	1,1	41,2	4276	0,20	271	202	0,43	0,42
4 x 120	1,2	46,7	5500	0,16	314	230	0,34	0,35
4 x 150	1,4	51,8	6750	0,12	359	260	0,28	0,3
4 x 185	1,6	57,6	8172	0,10	409	291	0,22	0,26
4 x 240	1,7	64,4	10642	0,08	489	336	0,17	0,21
5 G 1,5	0,7	12	202	13,3	20	21	26,94	21,67
5 G 2,5	0,7	13,3	266	7,98	28	27	16,23	13,1
5 G 4	0,7	14,5	351	4,95	38	35	10,16	8,23
5 G 6	0,7	16	467	3,3	49	44	6,87	5,59
5 G 10	0,7	19	711	1,91	68	58	4,06	3,34
5 G 16	0,7	22,2	1028	1,21	91	75	2,56	2,13
5 G 25	0,9	26,6	1529	0,78	115	96	1,62	1,38
5 G 35	0,9	31,4	2169	0,55	143	117	1,17	1,01
5 G 50	1	35,2	2969	0,38	174	138	-	-

(1) Valores aproximados.

(2) Instalación en bandeja al aire (40 °C).

- XLPE3 con instalación tipo F → columna 11 (1x trifásica).
- XLPE2 con instalación tipo E → columna 12 (2x, 3G monofásica).
- XLPE3 con instalación tipo E → columna 10b (3x, 4G, 4x, 5G trifásica).

(3) Instalación enterrada, directamente o bajo tubo con resistividad térmica del terreno estándar de 2,5 K.m/W.

- XLPE3 con instalación tipo Método D1/D2 (Cu) → 1x, 3x, 4G, 4x, 5G trifásica.
- XLPE2 con instalación tipo D1/D2 (Cu) → 2x, 3G monofásica.

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

CIL

10x38

gPV
CILINDRICOS
fusibles

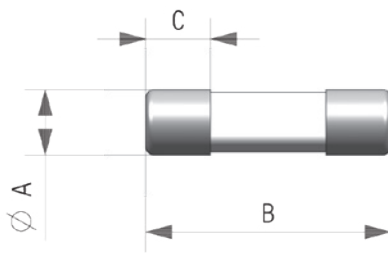
TENSION
ASIGNADA
1000V DC

CORRIENTE
ASIGNADA
1A...20A

PODER
DE CORTE
30kA

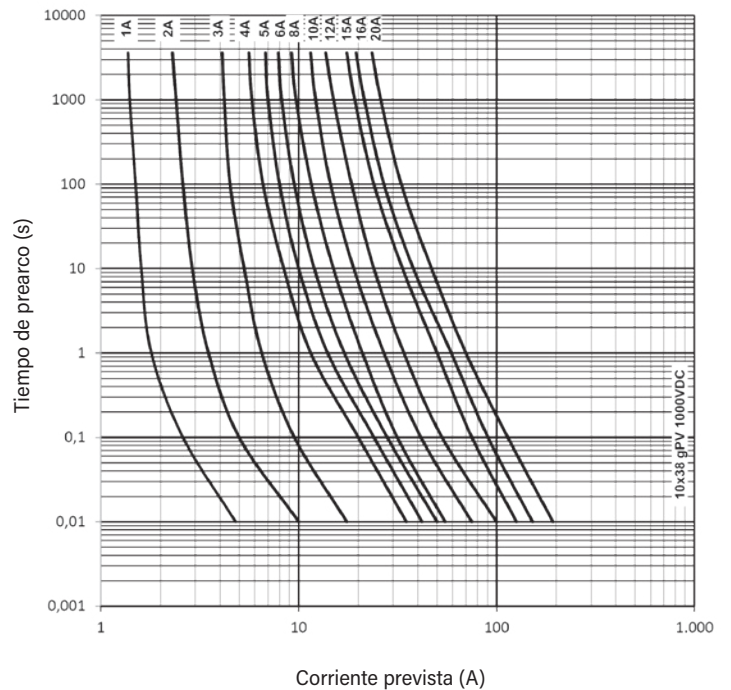


DIMENSIONES



A	B	C
10,3	38	10

CARACTERISTICAS t-I



POTENCIAS DISIPADAS

CORRIENTE ASIGNADA (A)	REFERENCIA	POTENCIAS DISIPADAS (W @ 0,7 In)	POTENCIAS DISIPADAS (W @ In)	I ² t PREARCO (A ² s)	I ² t TOTAL (A ² s)
1	491601	0,31	0,76	0,35	1,30
2	491602	0,78	1,45	0,62	1,00
3	491604	0,66	1,66	1,90	3,10
4	491605	0,64	1,57	6,90	11
5	491606	0,60	1,65	14	22
6	491610	0,77	1,84	24	38
8	491615	0,82	2,00	7	17
10	491620	0,94	2,20	15	38
12	491625	0,98	2,40	27	68
15	491629	1,05	2,65	62	115
16	491630	1,10	2,70	89	165
20	491635	1,33	3,20	158	294

PSM3-40/1000 PV

77707852



Protector contra sobretensiones transitorias Tipo 2, 40kA I_{max} (8/20), Y PV, 1000Vdc, Fotovoltaico, 3 Polos, Desenchufable, 3 Módulos

[Link a la página de producto](#)

Datos técnicos	Valor	Unidades
Datos mercantiles		
Código	77707852	
Descripción	PSM3-40/1000 PV	
Estado	Disponible	
EAN	8435297826637	
Partida arancelaria	8536.30.90	
Dimensiones		
Altura producto	90	[mm]
Anchura producto	54	[mm]
Profundidad producto	70	[mm]
Peso producto	344	[gr]
Datos generales		
Configuración interna	Y	
Nº polos	3	
Nº módulos DIN	3	
Instalación	(L+/PE/L-)	
Formato	Desenchufable	
Configuración de red	PV	
Normas Producto	EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL+C 1449 4th Edition	
Clasificación según EN 50539-11	PV Tipo 2	
Material aislante y clase	PA6 CT1; V-0	
Grado de protección del envoltorio	IP 20	
Rango temperatura	-40 °C ... +85 °C	

Características técnicas

Tensión de red		1000 [Vdc]	
Tensión máxima de servicio CC	Ucpv	1060	[V]
Corriente máxima de descarga (8/20) (L-L)	I _{max} (L-L)	40	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20) (L-L)	I _n (L-L)	20	[kA]
Corriente nominal de descarga (8/20)	I _n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (L-L) a I _n	U _p (L-L)	4,0	[kV]
Nivel de protección en tensión (L-PE) a I _n	U _p (L-PE)	4,0	[kV]
Capacidad de cortocircuito	I _{scpv}	10000	[A]
Tiempo de respuesta (L-L)	t _A (L-L)	25	[ns]
Indicación remota		No	
Indicación visual final de vida		Si	
Desconexión dinámica térmica (L-L)		Si	

Características técnicas UL

File UL		E360120	
Tipo SPD UL		2CA	
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-DC-)	MCOV (DC+-DC-)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC+-G)	MCOV (DC+ -G)	1000	[V]
Tensión máxima de servicio continuo (DC- -G)	MCOV (DC- - G)	1000	[V]
Corriente nominal de descarga (UL)	I _n	20	[kA]
Nivel de protección en tensión (DC+ - DC-)	VPR (DC+ - DC-)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC+ - G)	VPR (DC+ - G)	3000	[V]
Nivel de protección en tensión (DC- - G)	VPR (DC- - G)	3000	[V]
Corriente de corto-circuito máxima	SCCR	50	[kA]

Certificaciones	Valor	Unidades
Normas Producto	EN 50539-11	
Certificaciones	CE; UL+C 1449 4th Edition	

Hoja de características del producto

Características

A9N18374

Magnetotérmico, Acti9 C120N, 4P, 100 A, C curva, 10000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



Principal

Gama de producto	Dardo Plus
Gama	Acti 9
Nombre del producto	C120
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	C120N
Aplicación del dispositivo	Distribución
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	100 A en 30 °C
Tipo de red	CA
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	10000 A Icn en 230...400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 6 kA Icu at 440 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 20 kA Icu at 220...240 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu at 380...415 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 500 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Sí acorde a IEC 60947-2

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz <= 500 V CC 220...240 V AC 50/60 Hz 440 V CA 50/60 Hz 230...400 V CA 50/60 Hz
Límite de enlace magnético	5...10 x In
[Ics] poder de corte en servicio	7500 A 75 % acorde a EN/IEC 60898-1 - 230...400 V CA 50/60 Hz

4.5 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz
 7.5 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz
 15 kA 75 % conforming to EN/IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz
 10 kA 100 % acorde a EN/IEC 60947-2 - <= 500 V CC

Clase de limitación	3 conforming to EN/IEC 60947-2
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a EN/IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicación de encendido/apagado
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN simétrico de 35 mm
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	NO
Pasos de 9 mm	12
Altura	81 mm
Anchura	108 mm
Profundidad	73 mm
Peso del producto	0,82 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	5000 ciclos acorde a IEC 60947-2
Conexiones - terminales	Terminales de tipo túnel1...50 mm ² rígido Terminales de tipo túnel1,5...35 mm ² Flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	15 mm
Par de apriete	3,5 N.m
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Normas	EN/IEC 60947-2 EN/IEC 60898-1
Certificaciones de producto	EAC
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3 conforming to IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	772 g
Paquete 1 Altura	7,5 cm
Paquete 1 ancho	8,8 cm
Paquete 1 Longitud	10,8 cm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	2,378 kg
Paquete 2 Altura	10 cm

Ancho del paquete 2	9 cm
Longitud del paquete 2	33 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	18
Paquete 3 Peso	14,735 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Conforme con REACH sin SVHC	Sí
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin metales pesados tóxicos	Sí
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Declaración proactiva de RoHS China (fuera del alcance legal de RoHS China)
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto
RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

Hoja de características del producto

A9R35491

iID 4P 100A 300mA-S A-SI

Características



Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iID
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre corto del dispositivo	iID
Número de polos	4P
Posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	100 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	300 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Selectivo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

Complementario

Ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	380...415 V AC 50/60 Hz
Tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
Poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
Corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
SopORTE de montaje	Carril DIN

Pasos de 9 mm	8
Altura	91 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	73,5 mm
Peso del producto	0,37 kg
Color	White
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 10000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Single terminal top or bottom 1...35 mm ² rigid Single terminal top or bottom 1...25 mm ² flexible Single terminal top or bottom 1...25 mm ² flexible with ferrule
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	3.5 N.m top or bottom

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
Certificaciones de producto	EAC
Grado de protección IP	IP20 acorde a IEC 60529 IP40 - tipo de cable: envolvente modular) acorde a IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Packing Units

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,351 kg
Paquete 1 Altura	0,820 dm
Paquete 1 ancho	0,750 dm
Paquete 1 Longitud	0,980 dm
Tipo de unidad del paquete 2	S03
Número de unidades en el paquete 2	27
Peso del paquete 2	10,747 kg
Paquete 2 Altura	30 cm
Ancho del paquete 2	30 cm
Longitud del paquete 2	40 cm

Offer Sustainability

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	Declaración de REACH
Directiva RoHS UE	Conforme Declaración RoHS UE
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	Sí
Normativa de RoHS China	Declaración RoHS China Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	Perfil ambiental del producto

RAEE	En el mercado de la Unión Europea, el producto debe desecharse de acuerdo con un sistema de recolección de residuos específico y nunca terminar en un contenedor de basura.
------	---

Presencia de halógenos	Producto con contenido plástico sin halógenos
------------------------	---

Información Logística

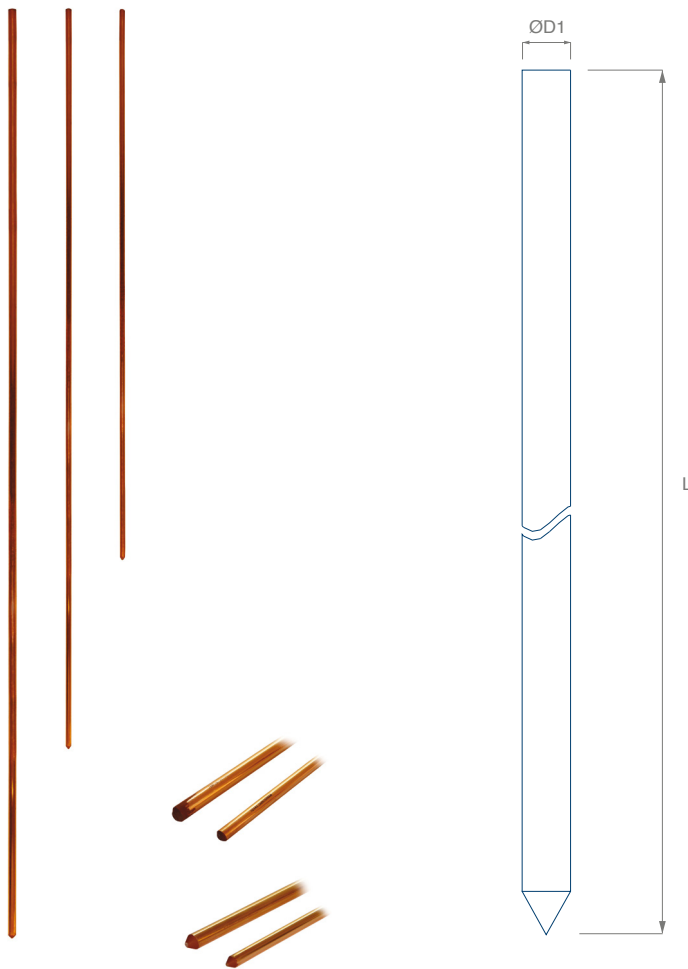
País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

▶▶ ELECTRODOS PARA TOMA A TIERRA: PICAS DE ACERO COBREDO

Electrodo de pica de acero cobreado para la construcción de sistemas de puesta a tierra.



▶ aplicaciones

Electrodo de tierra válido para cualquier tipo de puesta a tierra (pararrayos, vivienda, antenas, maquinaria, instrumentación, etc...).

▶ características y beneficios

- Gran durabilidad y resistencia a la corrosión.
- Cobreado de 300 μ .
- Fácil instalación.

▶ instalación

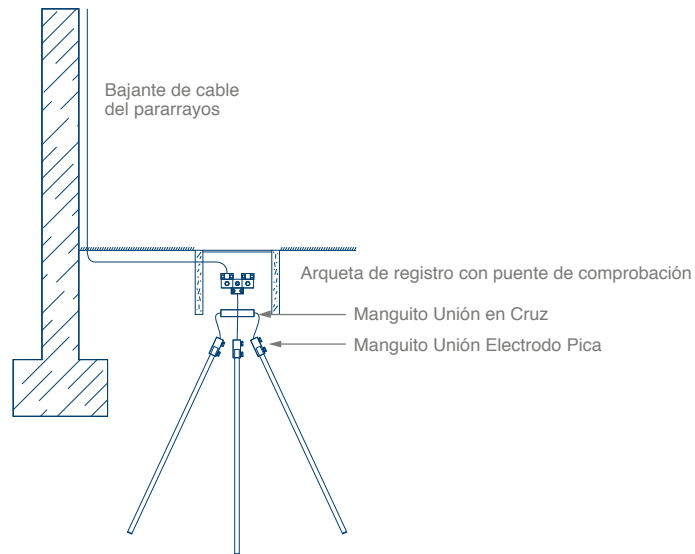
Introducir las picas verticalmente en el terreno, dispuestas en línea o en triángulo y espaciadas equidistantemente.

Conectar las picas entre sí mediante un cable de sección suficiente. En el caso de un sistema de protección externa contra el rayo, el cable de conexión a la puesta a tierra debe ser de igual material y sección que el de la bajante del pararrayos.

Para mejorar la conductividad del terreno puede añadirse compuestos mejoradores, como QUIBACSOL, en líquido o en polvo.

Instalar un sistema de registro que permita realizar futuras revisiones (arqueta de registro) con un sistema que permita el conexionado y la desconexión de las picas de tierra.

► esquema de montaje



► normativas y ensayos

· IEC 62305

· N-FC 17.102:2011

· UNE 21186:2011

· REBT

· IEC 62561/2

► especificaciones técnicas

Descripción	Ref.	Mat.	L (mm)	D1 (mm)	Peso (g)
Pica Ac. Cu l:2500mm Ø18 mm	252027	Ac. Cu	2500	18	4500
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø18 mm	252032	Ac. Cu	2000	18	4000
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø18 mm	252033	Ac. Cu	1500	18	2400
Pica Ac. Cu l:2000mm Ø14 mm	252029	Ac. Cu	2000	14	2550
Pica Ac. Cu l:1500mm Ø14 mm	252024	Ac. Cu	1500	14	1860



DENA DESARROLLOS SL

Duero 5 | 08223 Terrassa | Barcelona | Spain
T 937 360 305 | T (+34) 937 360 314
F 937 360 312
central@ingesco.com

**ELECTRODOS PARA
TOMA A TIERRA: PICAS
DE ACERO COBREADO**