

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



"DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR  
FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO  
COLECTIVO EN UN EDIFICIO  
RESIDENCIAL."

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Junio -2023

AUTOR: Santiago Rodríguez Fernández

DIRECTOR: Alberto Martínez Sentana

## AGRADECIMIENTOS

*Me gustaría dedicar unas cuantas palabras a aquellas personas que han ayudado de manera directa o indirecta al desarrollo de este trabajo fin de máster.*

*No hubiera sido posible sin mi familia, la cual, ha sido un apoyo fundamental durante estos 4 años de carrera y 2 años de máster. Gracias por hacer todo lo posible por ayudarme en mi etapa académica.*

*Me gustaría agradecer también a mis amigos, tanto a los de siempre como a mis compañeros de Ingeniería Electrónica y Automática y del máster de Ingeniería Industrial por haber compartido conmigo muy buenos momentos durante esta etapa de mi vida y por estar ahí en los momentos más difíciles.*

*También querría agradecer a Alberto Martínez Sentana su valiosa dirección, su disponibilidad, sus consejos y sobre todo por ofrecerme la oportunidad de realizar este proyecto en el que he podido aprender mucho.*

*A todos/as ellos/as, muchas gracias, pues me voy con mucho más de lo que vine.*



## RESUMEN

En este trabajo fin de máster se pretende estudiar y diseñar una instalación solar fotovoltaica para el autoconsumo colectivo en la comunidad de propietarios La Paz, que está situada en el nº2 de la calle Diego Sánchez Hellín de Alcantarilla (Murcia). Al ser una instalación de más de 10 kW, se efectuará un proyecto completo de acuerdo con las guías e instrucciones técnicas complementarias y siguiendo en todo momento la normativa vigente, prestando especial atención a lo dispuesto en el Real Decreto 244/2019.

En primer lugar, se recopilará toda la información necesaria de la comunidad de vecinos para el desarrollo del proyecto en cuestión. Será imprescindible contar con los planos de la cubierta del edificio para elaborar el estudio del espacio disponible y con los consumos energéticos, tanto de los residentes como de los gastos comunes del edificio. También será importante conocer el recurso solar del emplazamiento, el cual se obtendrá a través de PVGIS.

En segundo lugar, se elaborarán todos los cálculos eléctricos necesarios para el dimensionamiento de la instalación. Al mismo tiempo, se realizará la selección de los módulos FV y su distribución final, escogiendo el inversor que más se ajuste a los requerimientos de la instalación. A continuación, se realizará una estimación de la producción de energía fotovoltaica, se calculará el rendimiento del sistema y se diseñarán los cables y protecciones necesarias.

Finalmente se estudiará la demanda del edificio residencial frente a la generación fotovoltaica para las 8760 horas del año y se realizará un análisis energético y económico de los resultados obtenidos. Además, se elaborarán los planos suficientes para que se pueda ejecutar la instalación.

El resultado es una instalación fotovoltaica de autoconsumo colectivo con excedentes acogida a compensación con una potencia de 15 kW (16,19 kWp) en la que, con una inversión total inicial de 16.741,44 €, se estima que la comunidad de vecinos percibirá anualmente un ahorro económico de 3400,87 € y un ahorro en emisiones de 4,65 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Palabras clave: Instalación solar fotovoltaica, autoconsumo colectivo, compensación de excedentes, comunidad de propietarios.

## ABSTRACT

The aim of this master's thesis is to study and design a solar photovoltaic installation for collective self-consumption in the community of owners La Paz, which is located at number 2 of Diego Sánchez Hellín street in Alcantarilla (Murcia). As it is an installation of more than 10 kW, a complete project will be carried out in accordance with the guides and complementary technical instructions and following at all times the current regulations, paying special attention to the provisions of Royal Decree 244/2019.

First of all, all the necessary information will be gathered from the residents' association for the development of the project in question. It will be essential to have the plans of the roof of the building in order to prepare the study of the available space and the energy consumption, both of the residents and of the common expenses of the building. It will also be important to know the solar resource of the site, which will be obtained through PVGIS.

Secondly, all the electrical calculations necessary for the sizing of the installation will be carried out. At the same time, the selection of the PV modules and their final distribution will be carried out, choosing the inverter that best suits the requirements of the installation. Next, an estimation of the photovoltaic energy production will be made, the performance of the system will be calculated, and the necessary cables and protections will be designed.

Finally, the demand of the residential building will be studied against the photovoltaic generation for the 8760 hours of the year and an energy and economic analysis of the results obtained will be carried out. In addition, sufficient plans will be drawn up so that the installation can be implemented.

The result is a collective self-consumption photovoltaic installation with surpluses that is eligible for compensation with a power of 15 kW (16,19 kWp) in which, with an initial total investment of 16.741,44 €, it is estimated that the community of neighbours will receive an annual economic saving of 3400,87 € and a saving in emissions of 4,65 tonnes of CO<sub>2</sub>.

**Keywords:** Solar photovoltaic installation, collective self-consumption, surplus compensation, community of owners.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

1. MEMORIA.....	11
1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA.....	11
1.1.1 ANTECEDENTES .....	11
1.1.2 OBJETO Y FINALIDAD DEL PROYECTO.....	12
1.1.3 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE .....	12
1.1.4 EMPLAZAMIENTO.....	13
1.1.5 CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL EDIFICIO.....	16
1.1.5.1 CONSUMO RESIDENCIAL.....	16
1.1.5.2 CONSUMO DE LOS SERVICIOS GENERALES .....	17
1.1.5.3 CONSUMO TOTAL DEL EFICIO .....	18
1.1.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN.....	19
1.1.7 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS.....	21
1.1.7.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	21
1.1.7.2 ESTRUCTURA SOPORTE .....	21
1.1.7.3 INVERSOR .....	22
1.1.7.4 VATÍMETRO.....	24
1.1.7.5 CABLEADO .....	24
1.1.7.6 CANALIZACIONES .....	24
1.1.7.7 PROTECCIONES .....	25
1.1.8 CURVAS DE CONSUMO Y GENERACIÓN FV.....	27
1.1.9 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS .....	30
1.1.9.1 PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN Y AVALES O GARANTÍAS .....	31
1.1.9.2 LICENCIA DE OBRAS E IMPUESTO DE CONSTRUCCIONES Y OBRAS.....	31
1.1.9.3 CERTIFICADOS DE INSTALACIÓN Y CERTIFICADOS FIN DE OBRA.....	31
1.1.9.4 CONTRATO DE ACCESO Y CONTRATO DE SUMINISTRO.....	32
1.1.9.5 ACUERDO DE REPARTO Y CONTRATO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES .....	32
1.1.9.6 INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO AUTONÓMICO DE AUTOCONSUMO .....	33
1.2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	33
1.2.1 ESPACIO DISPONIBLE .....	33
1.2.2 ANÁLISIS DE SOMBRAS .....	35
1.2.3 SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	45
1.2.4 DISTRIBUCIÓN EN CUBIERTA.....	46

1.2.5	PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS .....	48
1.2.6	DISEÑO DE STRINGS Y DIMENSIONADO DEL INVERSOR.....	52
1.2.7	CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE CABLEADO .....	56
1.2.7.1	CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA.....	57
1.2.7.2	CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA.....	60
1.2.8	SELECCIÓN DE CANALIZACIONES .....	62
1.2.9	DISEÑO DE PROTECCIONES .....	63
1.2.9.1	PROTECCIONES DE CC.....	63
1.2.9.2	PROTECCIONES DE CA .....	64
1.2.9.3	PUESTA A TIERRA.....	65
1.2.10	RENDIMIENTO DEL SISTEMA.....	66
1.2.10.1	PÉRDIDAS EN EL CABLEADO.....	67
1.2.10.2	PÉRDIDAS POR TEMPERATURA .....	67
1.2.10.3	OTROS FACTORES DE PÉRDIDAS.....	68
1.2.10.4	PÉRDIDAS TOTALES Y FACTOR DE RENDIMIENTO .....	69
1.2.11	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN FV ANUAL ESPERADA.....	70
1.2.11.1	PRODUCCIÓN CUBIERTA SUROESTE.....	71
1.2.11.2	PRODUCCIÓN CUBIERTA SURESTE.....	73
1.2.11.3	PRODUCCIÓN TOTAL ANUAL ESPERADA .....	75
1.2.11.4	PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SEGÚN EL PCT.....	75
1.2.12	COEFICIENTES DE REPARTO.....	78
1.3	ANEXOS.....	78
2.	PLIEGO DE CONDICIONES.....	138
2.1	CONDICIONES GENERALES.....	138
2.1.1	OBJETO Y ALCANCE .....	138
2.1.2	ÁMBITO DE APLICACIÓN.....	138
2.1.3	NORMAS GENERALES Y DOCUMENTOS .....	138
2.2	CONDICIONES FACULTATIVAS.....	139
2.2.1	AGENTES DEL PROYECTO .....	139
2.2.2	DISPOSICIONES DEL CONTRATISTA .....	139
2.2.3	DISPOSICIONES DEL PROMOTOR.....	139
2.2.4	DISPOSICIONES DEL PROYECTISTA Y DIRECCIÓN FACULTATIVA .....	140
2.3	CONDICIONES TÉCNICAS .....	140
2.3.1	GENERALIDADES.....	140
2.3.2	GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....	140
2.3.3	ESTRUCTURA SOPORTE .....	141

2.3.4 INVERSOR .....	141
2.3.5 CABLEADO .....	142
2.3.6 CANALIZACIONES .....	142
2.3.7 PROTECCIONES .....	142
2.3.8 PUESTA A TIERRA.....	143
3. PRESUPUESTO.....	143
4. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y ECONÓMICO .....	154
4.1 AYUDAS AL AUTOCONSUMO .....	154
4.2 ANÁLISIS DE LAS VIVIENDAS .....	154
4.3 ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS GENERALES .....	161
4.4 ANÁLISIS TOTAL DEL EDIFICIO .....	166
5. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS.....	170
6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	171
6.1 INTRODUCCIÓN.....	171
6.1.1 OBJETO .....	171
6.1.2 JUSTIFICACIÓN .....	171
6.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO Y OBRA .....	171
6.2.1 FASES PREVISTAS.....	172
6.2.2 HERRAMIENTAS EMPLEADAS.....	173
6.3 IDENTIFICACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES .....	173
6.3.1 INSTALACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS SOPORTE .....	173
6.3.2 INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSOR.....	175
6.3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA .....	176
6.3.4 RIESGOS LIGADOS AL USO DEL TALADRO ELÉCTRICO.....	178
6.3.6 RIESGOS LIGADOS AL USO DE LA ESCALERA DE MANO.....	179
6.3.7 RIESGOS LIGADOS AL USO DEL CAMIÓN GRÚA .....	179
6.3.8 RIESGOS LIGADOS AL USO DE HERRAMIENTAS DE MANO .....	180
7. PLANOS.....	181
8. BIBLIOGRAFÍA .....	189

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.1. Fotografía de la fachada del edificio .....	14
Figura 1.1.2. Ubicación del edificio residencial.....	15
Figura 1.1.3. Detalle de la ubicación del edificio residencial.....	15
Figura 1.1.4. Consumos mensuales 2ºB y 3ºB .....	16
Figura 1.1.5. Consumo residencial por meses .....	17
Figura 1.1.6. Consumo de los servicios generales del edificio .....	18
Figura 1.1.7. Conexión en red interior de instalación colectiva en edificio residencial. 20	
Figura 1.1.8. Parámetros eléctricos principales de los módulos FV.....	21
Figura 1.1.9. Sistema de anclaje soporte coplanar .....	22
Figura 1.1.10. Especificaciones técnicas del inversor.....	23
Figura 1.1.11. Diagrama de circuito del inversor .....	23
Figura 1.1.12. Consumos medios horarios vs generación FV media horaria.....	28
Figura 1.1.13. Curva horaria de demanda vs generación FV .....	29
Figura 1.1.14. Consumo vs generación FV mes a mes .....	29
Figura 1.1.15. Curva mensual de demanda vs generación FV .....	30
Figura 1.2.1 Superposición de módulos FV sobre tejado.....	34
Figura 1.2.2. Superficies disponibles para la instalación de módulos FV.....	34
Figura 1.2.3. Vista en 3D de la comunidad de propietarios .....	36
Figura 1.2.4. Sombras a las 10:00 el 12/3/2023 .....	37
Figura 1.2.5. Sombras a las 12:00 el 12/3/2023 .....	37
Figura 1.2.6. Sombras a las 14:00 el 12/3/2023 .....	38
Figura 1.2.7. Sombras a las 16:00 el 12/3/2023 .....	38
Figura 1.2.8. Sombras a las 18:00 el 12/3/2023 .....	39
Figura 1.2.9. Declinación solar.....	40
Figura 1.2.10. Sistema de coordenadas de la esfera celeste .....	40
Figura 1.2.11. Método gráfico realizado para el mediodía solar.....	42
Figura 1.2.12. Inclinación cubierta orientación definida.....	42
Figura 1.2.13. Distancia mínima D entre un módulo FV y un obstáculo de altura h.....	43
Figura 1.2.14. Estudio de sombras el 21 de diciembre.....	44
Figura 1.2.15. Estudio de sombras el 21 de marzo y el 21 de junio.....	44
Figura 1.2.16. Tabla comparativa de módulos FV .....	45
Figura 1.2.17. Proyección del módulo FV sobre la horizontal.....	46
Figura 1.2.18. Colocación de perfiles perpendiculares a la cumbrera.....	47
Figura 1.2.19. Distribución inicial de módulos FV sobre cubierta .....	48
Figura 1.2.20. Pérdidas máximas por OI y S según el PCT del IDAE.....	48

Figura 1.2.21. Ángulo de inclinación y de acimut .....	49
Figura 1.2.22. Inclinación máxima según el ángulo de acimut para latitud de 41° .....	50
Figura 1.2.23. Pérdidas por orientación e inclinación y factor de irradiación.....	52
Figura 1.2.24. Parámetros del inversor.....	53
Figura 1.2.25. Tc mínima para irradiancia mayor a 0. ....	54
Figura 1.2.26. Datos módulos FV en STC .....	55
Figura 1.2.27. Parámetros límites de entrada al inversor .....	56
Figura 1.2.28. Configuración final de módulos FV en cada cubierta.....	56
Figura 1.2.29. Porcentaje de caída de tensión en cada tramo .....	57
Figura 1.2.30 Factores de corrección para un grupo de más de un circuito .....	58
Figura 1.2.31 Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos. ....	59
Figura 1.2.32. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.....	60
Figura 1.2.33. Factores de agrupamiento que modifican las corrientes admisibles .....	61
Figura 1.2.34. Corrientes admisibles para dos conductores cargados aislados con XLPE .....	62
Figura 1.2.35. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir.....	63
Figura 1.2.36. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra .....	65
Figura 1.2.37. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno..	66
Figura 1.2.38. Factor de rendimiento de la cubierta suroeste.....	70
Figura 1.2.39. Factor de rendimiento de la cubierta sureste.....	70
Figura 1.2.40. Datos de partida cubierta SO .....	72
Figura 1.2.41. Extracto producción cubierta SO .....	73
Figura 1.2.42. Producción anual estimada cubierta SO.....	73
Figura 1.2.43. Datos de partida cubierta SE .....	73
Figura 1.2.44. Extracto producción cubierta SE.....	74
Figura 1.2.45. Producción anual estimada cubierta SE .....	74
Figura 1.2.46. Producción anual estimada cubierta SE .....	75
Figura 1.2.47. Irradiación solar mensual PVGIS .....	75
Figura 1.2.48. Energía FV diaria media generada mensualmente cubierta SO.....	76
Figura 1.2.49. Energía FV diaria media generada mensualmente cubierta SE .....	77
Figura 1.2.50. Energía FV generada mensualmente.....	77
Figura 4.2.1. Datos de partida viviendas .....	155
Figura 4.2.2. Tarifa 2.0 TD de Iberdrola $\leq 5$ kW.....	155
Figura 4.2.3. Distribución horaria tarifa 2.0 TD.....	156
Figura 4.2.4. Extracto análisis energético-económico viviendas .....	157
Figura 4.2.5. Coste de EE mensual viviendas .....	157

Figura 4.2.6. Factura de EE de viviendas con instalación FV .....	158
Figura 4.2.7. Resultados del análisis energético de las viviendas .....	158
Figura 4.2.8. Estudio energético anual residencial .....	159
Figura 4.2.9. %Autoconsumo vs %Excedentes viviendas.....	159
Figura 4.2.10. Curva de carga y generación FV individualizada viviendas .....	160
Figura 4.2.11. Resultados del estudio económico viviendas .....	160
Figura 4.2.12. Ahorro mensual con la instalación FV viviendas .....	161
Figura 4.3.1. Tarifa 2.0 TD de Iberdrola 5-10kW .....	161
Figura 4.3.2. Extracto análisis energético-económico servicios generales .....	162
Figura 4.3.3. Coste de EE mensual servicios generales .....	162
Figura 4.3.4. Factura de EE de servicios generales con instalación FV .....	163
Figura 4.3.5. Resultados del análisis energético servicios generales .....	163
Figura 4.3.6. Estudio energético anual servicios generales .....	164
Figura 4.3.7. %Autoconsumo vs %Excedentes servicios generales.....	164
Figura 4.3.8. Curva de carga y generación FV individualizada servicios generales....	165
Figura 4.3.9. Resultados del estudio económico servicios generales .....	165
Figura 4.3.10. Ahorro mensual con la instalación FV servicios generales .....	166
Figura 4.4.1. Resultados del análisis energético del edificio.....	166
Figura 4.4.2. Resultados del análisis económico del edificio.....	167
Figura 4.4.3. Ahorro mensual con la instalación FV del edificio.....	167
Figura 4.4.4. Coste sin FV vs coste con FV .....	168
Figura 4.4.5. Estimación de la producción anual y ahorros obtenidos .....	169
Figura 4.4.6. Flujo de caja acumulativo .....	169
Figura 4.4.7. Resumen de resultados del estudio económico final.....	170

## 1. MEMORIA

### 1.1 MEMORIA DESCRIPTIVA

#### 1.1.1 ANTECEDENTES

La creciente preocupación por la contaminación, el cambio climático y la escasez de recursos fósiles, hace que se estén dirigiendo los esfuerzos hacia la producción de energías renovables como la solar fotovoltaica. A pesar de la crisis energética actual y del encarecimiento del coste de la energía, se está trabajando en reducir la producción y el consumo de combustibles fósiles y en sustituirlos por cantidades mayores de generación y consumo de energía eléctrica. (Robinson, 2022)

Además de la transición energética, el cambio climático es todo un reto medioambiental, hasta el punto de que se considera como el mayor desafío de la actualidad. La sociedad está todavía a tiempo de hacerle frente, aunque será necesario un gran esfuerzo, sobre todo en reducir las emisiones de dióxido de carbono. (Figueras Huerta, 2019)

De forma resumida, los retos climáticos principales de la Unión Europea para 2030 son los siguientes:

- **Reducir en un 55 % las emisiones de gases de efecto invernadero** respecto a 1990. (Consejo de la UE y del Consejo Europeo, 2023)
- **Alcanzar al menos un 45 % de energías renovables en el consumo total de energía final.** (Ciucci, Fichas temáticas sobre la Unión Europea, 2023)
- **Reducir en un 38 % el consumo de energía final y en un 40,5 % el consumo de energía primaria.** (Ciucci, Fichas temáticas sobre la Unión Europea, 2023)

Por otro lado, los edificios son parte fundamental de la vida diaria, ya que las personas dedican una buena parte de su tiempo en el interior, ya sea en casa, en el trabajo o en locales de ocio. Los inmuebles de todo tipo (viviendas, lugares de trabajo, escuelas, hospitales, bibliotecas u otros edificios públicos) son los mayores consumidores de energía de la Unión Europea y se encuentran entre los principales emisores de dióxido de carbono. (Comisión Europea, 2020)

Según datos de la comisión europea, en su conjunto, los edificios son responsables del 40 % del consumo energético de la UE y del 36 % de las emisiones de gases de efecto invernadero. (Comisión Europea, 2020)

Concretamente, en España, el 30 % del consumo de energía se asocia con la actividad humana en edificios. De hecho, aproximadamente el 65 % de la población española vive en edificios de viviendas. (Mena Roa, 2020)

Es aquí donde entraría en juego el autoconsumo fotovoltaico, ya que se ha convertido en una herramienta muy útil para mejorar la eficiencia energética de hogares, edificios e industrias. En los últimos años, el desarrollo tecnológico de este sector ha permitido que

se puedan adquirir paneles solares bastante más eficientes y que instalarlos sea cada vez más asequible. Además, con el encarecimiento del coste de la electricidad, las instalaciones fotovoltaicas se amortizan en mucho menos tiempo.

Asimismo, la legislación vigente de abril de 2019 (El Real Decreto 244/2019) ha abierto nuevas posibilidades de autoconsumo. En concreto, este proyecto se centrará en la modalidad de autoconsumo compartido, en la que varios consumidores están asociados a una o varias instalaciones generadoras de energía eléctrica como, por ejemplo, un polígono industrial, un grupo de viviendas unifamiliares o un edificio residencial.

Para concluir, las ventajas del autoconsumo colectivo son las siguientes:

- **Amortización a corto plazo:** la amortización de capital inicial es menor que en las instalaciones individuales. (Iberdrola, 2021)
- **Menor inversión inicial:** las instalaciones de autoconsumo suponen una inversión inicial más baja debido a la economía de escala de estas instalaciones y que el coste se reparte entre varios consumidores. (Iberdrola, 2021)
- **Energía renovable:** además del ahorro económico que supone una instalación de autoconsumo colectivo, los consumidores están contribuyendo a la lucha contra el cambio climático y a reducir su huella de carbono. (Iberdrola, 2021)

### 1.1.2 OBJETO Y FINALIDAD DEL PROYECTO

En relación con los temas expuestos en el apartado anterior y la motivación que esto conlleva, el presente proyecto tiene por objeto el diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo colectivo con la finalidad de mejorar la eficiencia energética de un edificio de viviendas situado en el municipio de Alcantarilla (Murcia).

Se pretende definir una instalación solar fotovoltaica de 15 kW de potencia nominal (16,19 kWp) que permitirá reducir el consumo energético de red de la comunidad en cuestión, de manera que los propietarios consigan un ahorro económico en su factura eléctrica y al mismo tiempo se ayude a reducir las emisiones contaminantes incrementando la proporción de energía procedente de fuentes renovables y limpias.

Para ello, se tendrán en cuenta los factores económicos y técnicos que afectan a los elementos que componen la instalación, intentando llevar a cabo la solución que mejor se ajuste a la normativa y a las necesidades de los propietarios.

### 1.1.3 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE

A la hora de elaborar este proyecto se ha tenido en cuenta y se cumple la normativa que afecta a este tipo de instalaciones, la cual se muestra a continuación:

- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector 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 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-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 477/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba la concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla de ayudas para la ejecución de diversos programas de incentivos ligados al autoconsumo.
- 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 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de Riesgos Laborales.
- 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 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
- Normas UNE correspondientes de obligado cumplimiento mencionadas a lo largo del proyecto.

#### 1.1.4 EMPLAZAMIENTO

La instalación solar fotovoltaica se diseñará para la cubierta del edificio residencial La Paz situado en Calle Diego Sánchez Hellín, 2, 30820 Alcantarilla (Murcia). En el

catastro aparece que se localiza en la Calle Antonio Galindo Caballero, pero la dirección actual correcta es la anteriormente mencionada.

El edificio tiene 3 plantas y se caracteriza por tener una geometría sencilla. Está formado por 6 viviendas de propietarios y cada una de ellas dispone de una superficie construida de 129 m<sup>2</sup>. A continuación, se puede ver una imagen de la fachada del edificio:



Figura 1.1.1. Fotografía de la fachada del edificio

-Referencia Catastral: 7140413XH5074A

-Coordenadas UTM: X: 657024,31 Y: 4203837,70

-Coordenadas geográficas: Latitud: 37,968619 Longitud: -1,212343

-Superficie útil: el tejado de la cubierta tiene aproximadamente una superficie de 195 m<sup>2</sup>.

En las siguientes imágenes se observa la ubicación del edificio en cuestión:



Figura 1.1.2. Ubicación del edificio residencial

Fuente: <https://earth.google.com/web/@37.96861662,-1.21227921,67.15763723a,94.86045585d,35y,0.00000001h,0.38108796t,0r>



Figura 1.1.3. Detalle de la ubicación del edificio residencial

Fuente: <https://www.sedecatastro.gob.es/>

### 1.1.5 CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL EDIFICIO

Por lo que se refiere al consumo de la comunidad de propietarios, hay que diferenciar 2 tipos. Por un lado, están los consumos de cada una de las viviendas y por otro, se encuentra el consumo asociado a los servicios generales del edificio, como por ejemplo el alumbrado de las zonas comunes, el ascensor, grupos de bombeo, etc.

Es importante señalar, que el estudio energético y económico se realizará para las 8760 horas del año. Primero, se realizará para el conjunto formado por las viviendas del edificio y después, se hará para los servicios generales. Por tanto, ambos estudios se efectuarán de forma independiente. Finalmente, los resultados obtenidos en ambos análisis se emplearán para elaborar un estudio energético-económico global del edificio.

#### 1.1.5.1 CONSUMO RESIDENCIAL

Como dato de partida, se va a contar con los consumos eléctricos de 2 viviendas, del 2ºB y del 3ºB. Previamente se pudo ver que el edificio residencial estaba formado por 6 viviendas con la misma superficie construida (129 m<sup>2</sup>) y en cada una de ellas viven entre 3 y 4 personas. A continuación, se muestran los consumos mensuales de las 2 viviendas mencionadas anteriormente:

Mes	Consumo 2ºB (kWh)	Consumo 3ºB (kWh)
Enero	567,52	473
Febrero	522,89	874
Marzo	431,02	666
Abril	315,23	463
Mayo	432,92	901
Junio	420,12	1048
Julio	404,15	1213
Agosto	125,43	831
Septiembre	319,47	342
Octubre	312,00	394
Noviembre	303,84	560
Diciembre	506,92	726
<b>Promedio</b>	<b>388,46</b>	<b>707,58</b>
<b>Total</b>	<b>4661,51</b>	<b>8491</b>

Figura 1.1.4. Consumos mensuales 2ºB y 3ºB

En el estudio, solo se va a emplear los consumos del 2ºB ya que no se disponían de los consumos horarios de la otra vivienda. Por lo tanto, para estimar el consumo total residencial, lo que se ha hecho ha sido utilizar el consumo del 2ºB como consumo tipo y se ha multiplicado por el número total de viviendas, incluyendo un factor corrector de 1,3, ya que, a pesar de que las viviendas tengan las mismas dimensiones y vivan un

número similar de personas, pueden tener un perfil de consumo diferente, tal y como se ha podido comprobar en la tabla anterior. Así pues, en la siguiente tabla se muestra el consumo residencial:

<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>			
<b>Mes</b>	<b>Consumo 2ºB (kWh)</b>	<b>Consumo total (kWh)</b>	<b>Potencia (kW)</b>
Enero	567,52	4426,66	4,6
Febrero	522,89	4078,51	4,6
Marzo	431,02	3361,99	4,6
Abril	315,23	2458,79	4,6
Mayo	432,92	3376,78	4,6
Junio	420,12	3276,95	4,6
Julio	404,15	3152,37	4,6
Agosto	125,43	978,39	4,6
Septiembre	319,47	2491,87	4,6
Octubre	312,00	2433,62	4,6
Noviembre	303,84	2369,94	4,6
Diciembre	506,92	3953,94	4,6
<b>Promedio</b>	<b>388,46</b>	<b>3029,98</b>	
<b>Total</b>	<b>4661,51</b>	<b>36359,81</b>	

Figura 1.1.5. Consumo residencial por meses

A parte del consumo mensual residencial, es necesario analizar el perfil de consumo diario. El propietario del 2ºB ha proporcionado su informe de consumos, los cuales han sido obtenidos a partir de la distribuidora. Los informes se encuentran en los anexos y muestran el consumo de energía eléctrica que ha realizado el propietario cada hora del día. Así pues, el estudio de los consumos y de la producción se realizará para las 8760 horas del año.

#### 1.1.5.2 CONSUMO DE LOS SERVICIOS GENERALES

El administrador del edificio ha proporcionado los datos de los consumos generales de la comunidad. El certificado de consumos se encuentra en los anexos de este proyecto. El documento fue emitido por Iberdrola Clientes, S.A.U. En la siguiente tabla se muestran los consumos en cuestión:

<b>CONSUMOS COMUNES DEL EDIFICIO</b>				
<b>Mes</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>kWh/día</b>	<b>kWh/h</b>	<b>Potencia (kW)</b>
Enero	106	3,419	0,142	6,6
Febrero	102	3,643	0,152	6,6
Marzo	126	4,065	0,169	6,6
Abril	112	3,733	0,156	6,6
Mayo	87	2,806	0,117	6,6
Junio	110	3,667	0,153	6,6
Julio	97	3,129	0,130	6,6
Agosto	110	3,548	0,148	6,6
Septiembre	106	3,533	0,147	6,6
Octubre	99	3,194	0,133	6,6
Noviembre	112	3,733	0,156	6,6
Diciembre	104	3,355	0,140	6,6
<b>Promedio</b>	<b>105,92</b>	<b>3,49</b>	<b>0,145</b>	
<b>Total</b>	<b>1271</b>			

Figura 1.1.6. Consumo de los servicios generales del edificio

Al no disponer de los datos horarios de los consumos comunes de la comunidad, se ha calculado el consumo medio por día dividiendo el consumo mensual entre los días que tiene cada mes. Posteriormente se ha dividido entre las 24h que tiene un día para obtener el consumo base por hora.

### 1.1.5.3 CONSUMO TOTAL DEL EFICICIO

En la siguiente tabla se muestra un extracto de los consumos horarios del edificio empleados para este proyecto. El consumo total de las viviendas se ha obtenido multiplicando el consumo del 2ºB por el número total de viviendas y por el factor corrector de 1,3 mencionado con anterioridad. El consumo total del edificio es el consumo total residencial más el consumo de los servicios generales:

Mes	Día	Hora	Consumo 2ºB (Wh)	Consumo total viviendas (kWh)	Consumo total edificio (kWh)
Enero	1	1:00	793	6,19	6,33
Enero	1	2:00	526	4,10	4,25
Enero	1	3:00	464	3,62	3,76
Enero	1	4:00	148	1,15	1,30
Enero	1	5:00	240	1,87	2,01
Enero	1	6:00	99	0,77	0,91
Enero	1	7:00	222	1,73	1,87
Enero	1	8:00	90	0,70	0,84
Enero	1	9:00	286	2,23	2,37
Enero	1	10:00	132	1,03	1,17
Enero	1	11:00	264	2,06	2,20
Enero	1	12:00	911	7,11	7,25
Enero	1	13:00	1051	8,20	8,34
Enero	1	14:00	504	3,93	4,07
Enero	1	15:00	1104	8,61	8,75
Enero	1	16:00	950	7,41	7,55
Enero	1	17:00	698	5,44	5,59
Enero	1	18:00	385	3,00	3,15
Enero	1	19:00	977	7,62	7,76
Enero	1	20:00	1314	10,25	10,39
Enero	1	21:00	590	4,60	4,74
Enero	1	22:00	1190	9,28	9,42
Enero	1	23:00	1014	7,91	8,05
Enero	1	0:00	1358	10,59	10,73

### 1.1.6 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica diseñada cuenta con una potencia nominal de 15 kW y el generador fotovoltaico tiene una potencia total de 16,19 kWp. La modalidad a la que pertenece esta instalación es la que se define en el Real Decreto 244/2019 como **“autoconsumo colectivo con instalación próxima en red interior con excedentes acogida a compensación”**.

La instalación dispone de un total de 39 módulos fotovoltaicos, los cuales, estarán situados en la cubierta del edificio sobre un sistema de soportes coplanares atornillados para teja. Concretamente, 15 módulos se colocarán en la cubierta suroeste (6,23 kWp) y 24 en la cubierta sureste (9,96 kWp). La comunidad de propietarios contará con una superficie total de 74,77 m<sup>2</sup> fotovoltaicos instalados. La distribución de los módulos sobre cubierta se ha realizado intentando evitar al máximo las pérdidas por sombras y aprovechando el espacio disponible.

Se empleará un inversor trifásico de 15 kW de la marca Huawei para transformar de corriente continua a alterna la energía que se produce en la instalación fotovoltaica. El inversor es de tipo string, lo que significa que los módulos FV se conectarán mediante

agrupaciones en serie a cada una de las entradas de sus MPPT. Asimismo, estará situado en el interior del edificio junto a la caja de protecciones necesaria. Se dispondrá de un contador de generación para medir la producción y poder realizar el reparto de energía entre los diferentes consumidores participantes, teniendo en cuenta los coeficientes establecidos en el acuerdo de reparto. Este contador estará conectado con la red interior del edificio en paralelo con la centralización de contadores. En la siguiente figura se puede ver el esquema general de conexión:

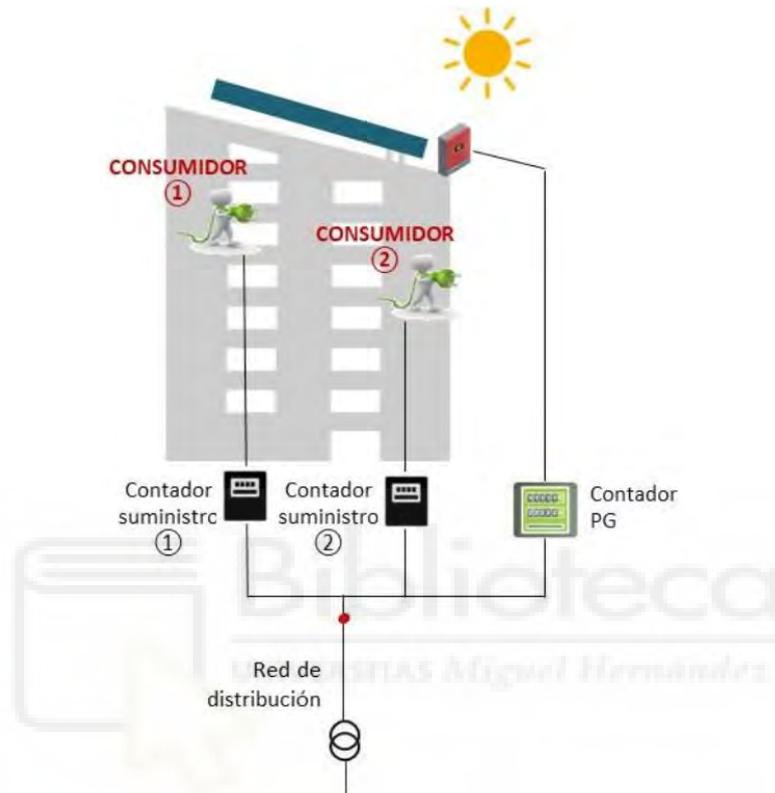


Figura 1.1.7. Conexión en red interior de instalación colectiva en edificio residencial

Fuente: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>

Para concluir, el cableado y los elementos de protección serán los definidos en el reglamento electrotécnico de baja tensión y se diseñarán en todo momento siguiendo las instrucciones técnicas complementarias y las normas correspondientes. Para la conducción del cableado exterior, se empleará tubo protector flexible helicoidal, mientras que para la conducción del cableado de alterna se emplearán las canalizaciones ya existentes que comunican con la planta baja del edificio.

En cuanto a la producción de energía, ésta se destinará a todas las necesidades de las viviendas, incluyendo las zonas comunes del edificio como: escaleras, entrada, ascensores, etc.

## 1.1.7 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES SELECCIONADOS

### 1.1.7.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Se instalarán un total de 39 módulos FV de la marca Jinko Solar, concretamente el modelo Tiger Neo N-type 54HL4-B de 415 Wp. Sobre todo, la elección ha estado muy influenciada por su elevada calidad-precio y por las numerosas ventajas que ofrece este panel solar con respecto a otros que se encuentran en el mercado.

Destaca por ser un panel fotovoltaico monocristalino de gran potencia y reducidas dimensiones (1722 x 1134 x 30 mm). Además, su estética mejorada gracias al diseño all-black favorece su integración arquitectónica en el edificio. Por lo que, es una opción muy interesante para el autoconsumo residencial.

Dejando a un lado su diseño, es un panel solar con una eficiencia del 21,25 % que posee un rendimiento elevado incluso con poca luz solar. Está compuesto por células de tipo N, lo que significa que, en su proceso de fabricación se emplea fósforo en lugar de boro, como ocurre en las células de tipo P. Este tratamiento asegura un envejecimiento más lento de la célula. De ahí su bajo porcentaje de degradación anual (0,40 %). Al mismo tiempo, los paneles con células de tipo N tienen un mayor rendimiento que los paneles de tipo P de la mismas dimensiones y potencia en condiciones atmosféricas con temperatura elevada. Por lo tanto, es ideal en climas como el peninsular. Utiliza la tecnología Half Cut, ofreciéndole un mejor comportamiento ante un posible sombreado parcial del panel.

Sus parámetros eléctricos principales en condiciones estándar de medida quedan recogidos en la siguiente tabla:

<b>Jinko Solar Tiger Neo N-type 54HL4-B</b>	
Potencia máxima (P <sub>máx</sub> )	415 W
Tensión en el punto de máx potencia (V <sub>mp</sub> )	31,85 V
Corriente en el punto de máx potencia (I <sub>mp</sub> )	13,03 A
Tensión de circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	37,96 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	13,74 A
Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)	45°C
Coef de variación de I <sub>sc</sub> con la Tª (α)	0,045 %/°C
Coef de variación de V <sub>oc</sub> con la Tª (β)	-0,25 %/°C
Coef de pérdidas de potencia por Tª (δ)	-0,29 %/°C

Figura 1.1.8. Parámetros eléctricos principales de los módulos FV

### 1.1.7.2 ESTRUCTURA SOPORTE

Se han seleccionado los kits de soporte coplanar continuo atornillado para cubierta teja de la marca Sunfer, empresa española centrada diseño, cálculo y fabricación de estructuras para fotovoltaica. En concreto se ha elegido el modelo 01V, válido para paneles solares de hasta 2279 mm x 1150 mm y para cualquier tipo de tejado inclinado,

con anclaje a hormigón y/o madera. Los materiales de la estructura están fabricados íntegramente en aluminio de alta calidad y resistencia, mientras que la tornillería y accesorios son de acero inoxidable. El sistema soporta vientos de hasta 150 km/h.

El anclaje se realizará sobre la cumbrera de la teja para evitar cualquier tipo de filtración. En este caso, el sistema irá atornillado al hormigón a través de un tornillo doble rosca con arandela de sellado y junta de estanqueidad de EPDM. En la imagen siguiente se puede ver el sistema en cuestión:

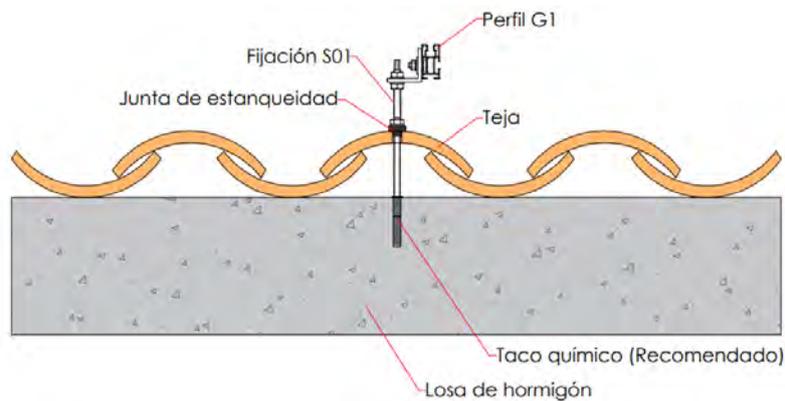


Figura 1.1.9. Sistema de anclaje soporte coplanar

Fuente: <https://sunferenergy.com/catalogo/>

Se recomienda utilizar malla y taco químico para la fijación. Además, se puede aplicar sobre la junta de estanqueidad un sellador como, por ejemplo, Sikaflex color teja para asegurar la impermeabilización de la superficie de anclaje.

### 1.1.7.3 INVERSOR

Los módulos fotovoltaicos irán conectados a un inversor trifásico de la marca Huawei. Después de dimensionar la instalación, el modelo requerido en el proyecto es el SUN2000-15KTL-M5. Destaca por tener una eficiencia del 98 %, por tener un amplio rango de trabajo, por ser un equipo robusto y fiable que se encuentra a un precio muy competitivo y por contar con la última tecnología en inversores fotovoltaicos.

Para la monitorización de la instalación, cualquier dispositivo móvil con conexión a internet se puede conectar al inversor mediante la aplicación gratuita oficial del fabricante.

Conviene subrayar que el inversor consta de 2 seguidores del punto de máxima potencia o MPPT y cada uno de ellos incorpora 2 entradas. Lo que significa que en total se disponen de 4 entradas para conectar cadenas diferentes de módulos fotovoltaicos. Al disponer de 2 MPPT, permite la instalación de los paneles en dos grupos de forma que cada uno de ellos se pueda instalar con diferente orientación, como es el caso, maximizando así el rendimiento de la instalación.

En la siguiente ilustración se puede ver las especificaciones eléctricas del equipo en cuestión:

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M5	SUN2000 -15KTL-M5	SUN2000 -17KTL-M5	SUN2000 -20KTL-M5	SUN2000 -25KTL-M5
<b>Efficiency</b>					
Max. efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European weighted efficiency	97.9%	98.0%	98.1%	98.1%	98.2%
<b>Input</b>					
Recommended max. PV power <sup>1</sup>	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp	37,500 Wp
Max. input voltage <sup>2</sup>			1100 V		
Full-load MPPT voltage range	370V~800V	410V~800V	440V~800V	480V~800V	530~800V
MPPT Operating voltage range <sup>3</sup>			200 V ~ 1000 V		
Start-up voltage			200 V		
Rated input voltage			600 V		
Max. input current per MPPT			30 A (two string) / 20 A (single string)		
Max. short-circuit current			40 A		
Number of MPPT trackers			2		
Max. number of inputs			4		
<b>Output</b>					
Grid connection			Three phase		
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W	25,000 W
Max. apparent power	13,200 W	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA	27,500 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 239.6 Vac / 415Vac, 3W + N + PE				
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz				
Max. output current	18.2A/380Vac 17.3A/400Vac 16.7A/415Vac	25.2A/380Vac 23.9A/400Vac 23.1A/415Vac	28.6A/380Vac 27.1A/400Vac 26.1A/415Vac	33.6A/380Vac 31.9A/400Vac 30.8A/415Vac	42.0A/380Vac 39.9A/400Vac 38.5A/415Vac
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging				
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %				

Figura 1.1.10. Especificaciones técnicas del inversor

Fuente: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2f-%2fmedia%2fSolar%2fdatasheet%2fSUN2000-12-25KTL-M5.pdf>

Tal y como se puede observar en su ficha técnica. El inversor cuenta con todo tipo de protecciones de seguridad incorporadas. Dispone de un dispositivo seccionador en el lado de corriente continua, protecciones contra sobretensiones, contra frecuencias, y contra cortocircuito, protección anti-isla, etc. En el siguiente diagrama se puede observar el esquema interno del inversor:

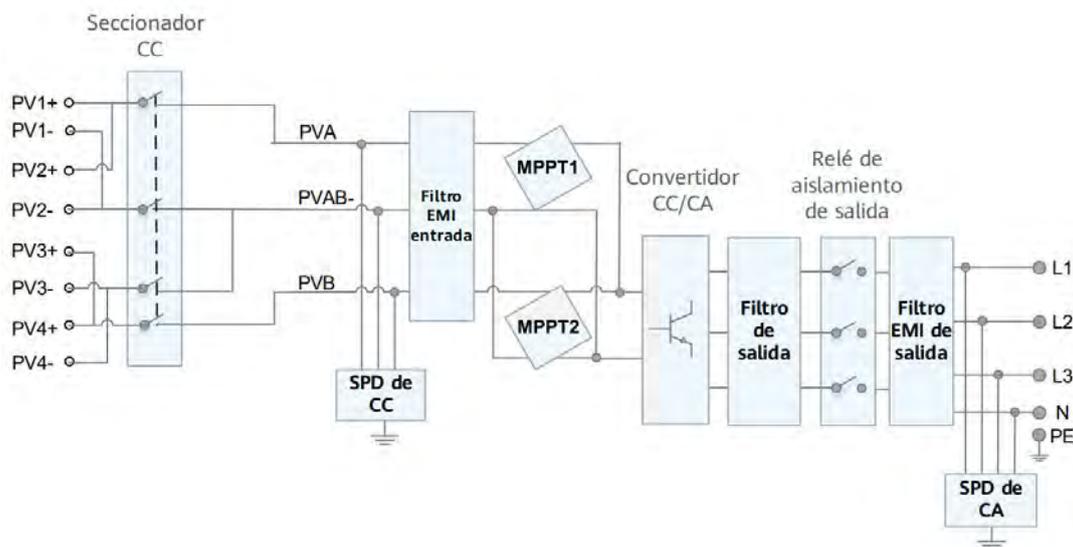


Figura 1.1.11. Diagrama de circuito del inversor

Fuente: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2f-%2fmedia%2fSolar%2fdatasheet%2fSUN2000-12-25KTL-M5.pdf>

#### 1.1.7.4 VATÍMETRO

La función principal del vatímetro es la de medir en cada instante la cantidad de energía que requieren los consumidores asociados a la instalación solar. Por lo general, también realizan las lecturas del voltaje, la frecuencia y más información que ofrece la red eléctrica. El objetivo es comunicarle esta información al inversor para que se encargue de gestionar la energía que producen los paneles en función de la configuración se tenga, la proporción de autoconsumo para cada instante de tiempo, lo que se vierte a la red, y en definitiva el rendimiento global de la instalación. La medida de la energía la hace de forma indirecta mediante pinza amperimétrica, de manera que el inversor puede conocer el consumo global del edificio en cada momento.

El propio fabricante del inversor recomienda que para sus modelos trifásicos se emplee el medidor de energía trifásico DTSU666-H de Huawei. Está preparado para ser ubicado sobre un carril DIN junto con las protecciones de los cuadros eléctricos y se comunica con el inversor a través de la comunicación RS-485.

#### 1.1.7.5 CABLEADO

La instalación eléctrica va a estar dividida en 2 partes. Por un lado, estaría la parte de corriente continua que iría desde los módulos fotovoltaicos al inversor. Por otro lado, la parte de corriente alterna comprende desde la salida del inversor hasta el cuadro general de protección y mando del edificio.

Tal y como dice la norma UNE-EN 50618, en el lado de continua se emplearán conductores de cobre de doble aislamiento adecuado para la intemperie. Se recomienda el uso de cable para sistemas fotovoltaicos. Por tanto, para cumplir con la normativa existente y con las necesidades de la instalación, se ha elegido el cable unipolar modelo Topsolar PV H1Z2Z2-K de 1,5 kV y 4 mm<sup>2</sup> de sección. Se necesita en 2 colores (rojo y negro) para identificar de forma sencilla los conductores positivos y negativos a lo largo de todo el tendido.

Con respecto al cable de alterna, se utilizarán conductores unipolares de cobre con aislamiento de goma libre de halógenos flexible termoestable, concretamente el modelo Toxfree ZH H07Z-K de 450/750V y 10 mm<sup>2</sup> de sección. Está especialmente diseñado para uso doméstico, para cableado de cuadros eléctricos y para lugares de pública concurrencia. Como la salida del inversor es en trifásica, se necesitará en 4 colores diferentes (marrón, negro, gris y azul).

#### 1.1.7.6 CANALIZACIONES

El cableado de la instalación de corriente continua discurrirá por la cubierta del edificio bajo tubo protector aislante, estanco, flexible, helicoidal, fabricado en PVC con espiral interior de PVC rígido.

Al contar con un string por cubierta, el cableado de cada uno de ellos irá por 2 canalizaciones independientes con las mismas características, que desembocarán en una caja estanca por la que se introducirá el cableado de continua al interior del edificio.

El método de instalación de referencia a utilizar según la norma UNE-HD 60364-5-52 sería B1, es decir, los conductores unipolares irán en tubo grapado sobre pared. El diámetro exterior requerido de los tubos es de 20 mm según la ITC-BT-21.

En cuanto al cableado de corriente alterna, discurrirá por la instalación de canalización ya existente para comunicar el inversor con la planta baja del edificio.

#### 1.1.7.7 PROTECCIONES

Las protecciones de la instalación solar fotovoltaica estarán recogidas en el cuadro de protección situado junto al inversor. Fundamentalmente, se seguirá lo especificado en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y lo establecido en el Real Decreto 842/2002 (REBT y sus ITC).

Cabe destacar, que un gran número de protecciones las lleva integradas el propio inversor. A continuación, se enumeran las más significativas:

- Dispositivo de desconexión del lado de entrada: se dispone de un seccionador de corriente continua para el corte general, proporcionando el aislamiento requerido por el Real Decreto 614/2001, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Protección contra frecuencias.
- Protección anti-isla.
- Protección contra sobreintensidad y cortocircuito.
- Protecciones ante sobretensiones de tipo II.
- Protección contra polaridad inversa en CC.
- Protección contra descargas atmosféricas en el lado de CC y CA.
- Protección ante arco eléctrico.
- Recuperación integrada de PID.

##### 1.1.7.7.1 PROTECCIONES DE CC

A pesar de que el inversor disponga de protecciones para el lado de corriente continua, se instalarán un total de 4 fusibles cilíndricos gPV 14x51 mm de 20 A de corriente

asignada y 1100 V de tensión nominal con sus respectivos portafusibles para montaje sobre carril DIN (1 por cada polo de los strings). No solo sirven para proteger la parte de corriente continua y el inversor, sino que también, serán de gran utilidad para seccionar de manera sencilla una rama de la instalación, para poder realizar labores de mantenimiento sin perjudicar la producción de la otra rama de la instalación.

#### 1.1.7.7.2 PROTECCIONES DE CA

Tal y como dice la normativa, a la salida del inversor se debe contar con un interruptor magnetotérmico. En concreto, se instalará el modelo Acti9 iC60N de 4 polos y 40 A de la marca Schneider Electric.

Además, después del magnetotérmico es necesaria la instalación de un interruptor diferencial. Se instalará el modelo Acti9 IID de 4 polos, 40 A de corriente asignada y 30 mA de sensibilidad de Schneider Electric.

#### 1.1.7.7.3 PUESTA A TIERRA

Según el artículo 15 del RD 1699/2011, la puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica. Cabe señalar que el fabricante asegura que el inversor cumple con las exigencias de seguridad de las personas y de la instalación previstas mediante el empleo de técnicas equivalentes a un transformador de aislamiento galvánico.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección de continua como la de alterna, estarán conectadas a una única tierra, independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Se conectarán a tierra las partes metálicas de la instalación, como es el caso de los marcos de los paneles solares, la estructura soporte de estos y la carcasa del inversor.

Por otra parte, no se deben realizar sólo conexiones directas entre módulos con el conductor de protección. En particular, si por mantenimiento o avería se debe desinstalar un módulo, una gran parte ellos quedarían desconectados de tierra. Lo correcto y adecuado es conectar módulo a módulo a un cable “bus” de tierra ya que como dice la ITC-BT-18, las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.

La unión del conector de protección a cada módulo se realizará según las indicaciones del propio panel. Empleando los orificios y materiales previstos para garantizar la adecuada puesta a tierra. A su vez, las masas metálicas de los módulos fotovoltaicos se conectarán a los soportes.

La instalación de puesta a tierra consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas que actuarán como electrodos de toma de tierra. Según la ITC-BT-18 la sección mínima del conductor de tierra será de  $25 \text{ mm}^2$  en cobre. Además, el conductor principal de equipotencialidad debe tener una sección no inferior a  $6 \text{ mm}^2$ , aunque puede ser reducida a  $2,5 \text{ mm}^2$ , si es de cobre.

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra no sea superior al valor especificado para ella. Por tanto, se dispondrá de las picas necesarias para llegar a una resistencia inferior a la especificada. Así mismo, se dispondrá de una caja de registro para la comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación con el objetivo de asegurar la protección contra contactos indirectos. Al mismo tiempo, éstos unirán las masas al conductor de tierra a través del borne principal de tierra.

La sección de los conductores de protección en la parte de corriente continua será de  $4 \text{ mm}^2$  y en la parte de corriente alterna será de  $10 \text{ mm}^2$ . Se emplearán conductores unipolares de cobre con aislamiento de goma libre de halógenos flexible termoestable, concretamente el modelo Toxfree ZH H07Z-K de 450/750V en color amarillo/verde.

Se utilizarán elementos apropiados para realizar las conexiones, de forma que se asegure la perfecta unión. Así pues, estarán dimensionados teniendo en cuenta que con el paso de la corriente no sufran calentamientos superiores a los del conductor. Además, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

#### 1.1.8 CURVAS DE CONSUMO Y GENERACIÓN FV

Por un lado, en la tabla siguiente se puede observar un desglose del consumo medio horario frente a la generación fotovoltaica media horaria. Como se puede observar, entre las 14:00 y las 17:00 es cuando se suelen obtener mayores consumos de energía eléctrica de media por parte de las viviendas:

Hora	Consumo medio 2ºB (kWh)	Consumo medio total residencial (kWh)	Consumo medio total del edificio (kWh)	E_FV, SO (kWh)	E_FV, SE (kWh)	E_FV total (kWh)
1:00	0,48	3,73	3,88	0,00	0,00	0,00
2:00	0,36	2,79	2,93	0,00	0,00	0,00
3:00	0,29	2,28	2,42	0,00	0,00	0,00
4:00	0,24	1,88	2,03	0,00	0,00	0,00
5:00	0,21	1,63	1,78	0,00	0,00	0,00
6:00	0,19	1,46	1,61	0,01	0,03	0,04
7:00	0,26	2,05	2,19	0,15	0,57	0,72
8:00	0,32	2,48	2,63	0,33	1,85	2,18
9:00	0,32	2,52	2,66	0,88	3,68	4,56
10:00	0,38	2,97	3,12	1,73	5,04	6,78
11:00	0,44	3,41	3,56	2,58	6,01	8,59
12:00	0,54	4,20	4,35	3,25	6,41	9,66
13:00	0,60	4,70	4,84	3,62	6,21	9,83
14:00	0,84	6,58	6,72	3,80	5,72	9,52
15:00	1,01	7,91	8,06	3,59	4,65	8,24
16:00	0,87	6,79	6,93	3,16	3,36	6,52
17:00	0,71	5,55	5,70	2,33	1,83	4,17
18:00	0,70	5,44	5,58	1,19	0,58	1,77
19:00	0,70	5,43	5,58	0,41	0,19	0,60
20:00	0,64	4,98	5,12	0,01	0,01	0,02
21:00	0,61	4,80	4,94	0,00	0,00	0,00
22:00	0,69	5,35	5,50	0,00	0,00	0,00
23:00	0,74	5,74	5,89	0,00	0,00	0,00
0:00	0,63	4,94	5,09	0,00	0,00	0,00
<b>kWh/día</b>	<b>12,77</b>	<b>99,62</b>	<b>103,10</b>	<b>27,05</b>	<b>46,14</b>	<b>73,19</b>
<b>kWh/año</b>	<b>4661,51</b>	<b>36359,81</b>	<b>37630,81</b>	<b>9873,21</b>	<b>16840,64</b>	<b>26713,86</b>

Figura 1.1.12. Consumos medios horarios vs generación FV media horaria

A partir de los datos anteriores se ha obtenido curva de demanda frente a la generación fotovoltaica:

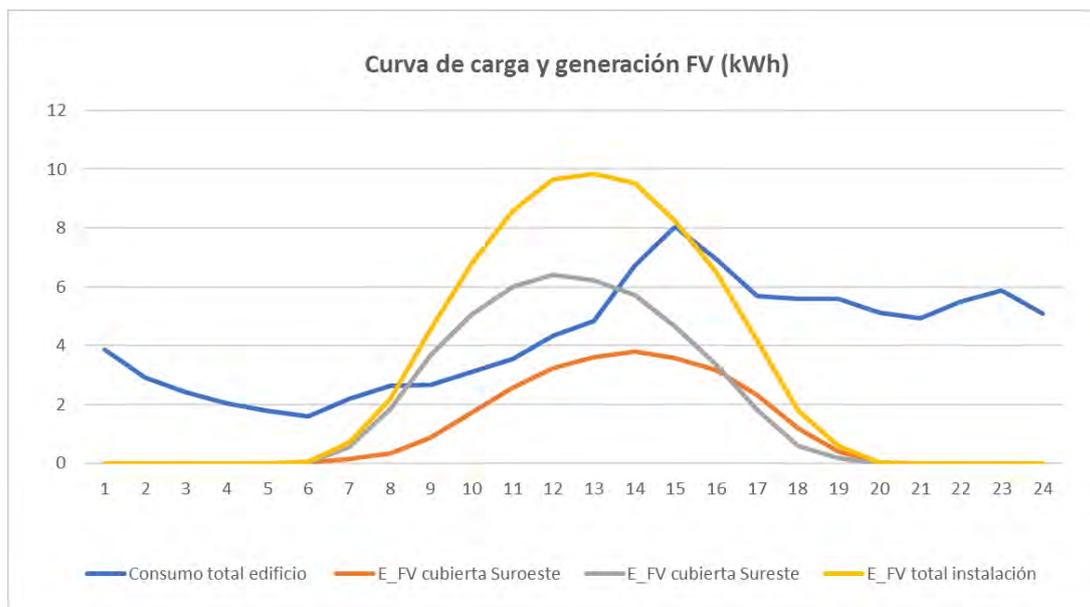


Figura 1.1.13. Curva horaria de demanda vs generación FV

Por otro lado, en la siguiente tabla queda recogido el desglose de los consumos del edificio y de la generación fotovoltaica mes a mes. Se puede observar que en agosto se produce una gran caída en el consumo residencial ya que, en este mes, tal y como se ha podido observar en los informes de consumos proporcionados por la comercializadora, los consumos son mínimos debido a que los propietarios no se encuentran en la vivienda:

Mes	Consumo total residencial (kWh)	Consumos comunes edificio (kWh)	Consumo total del edificio (kWh)	E_FV, SO (kWh)	E_FV, SE (kWh)	E_FV total (kWh)
Enero	4426,66	106	4532,66	571,35	1072,25	1643,59
Febrero	4078,51	102	4180,51	662,86	1168,07	1830,93
Marzo	3361,99	126	3487,99	706,33	1207,32	1913,64
Abril	2458,79	112	2570,79	779,72	1310,86	2090,58
Mayo	3376,78	87	3463,78	1063,07	1737,31	2800,38
Junio	3276,95	110	3386,95	1084,91	1755,09	2840,01
Julio	3152,37	97	3249,37	1133,49	1852,92	2986,41
Agosto	978,39	110	1088,39	1060,78	1729,97	2790,75
Septiembre	2491,87	106	2597,87	864,71	1469,80	2334,51
Octubre	2433,62	99	2532,62	769,85	1362,54	2132,39
Noviembre	2369,94	112	2481,94	592,34	1077,29	1669,63
Diciembre	3953,94	104	4057,94	583,80	1097,22	1681,02
<b>Promedio</b>	<b>3029,98</b>	<b>105,92</b>	<b>3135,90</b>	<b>822,77</b>	<b>1403,39</b>	<b>2226,15</b>
<b>Total</b>	<b>36359,81</b>	<b>1271,00</b>	<b>37630,81</b>	<b>9873,21</b>	<b>16840,64</b>	<b>26713,86</b>

Figura 1.1.14. Consumo vs generación FV mes a mes

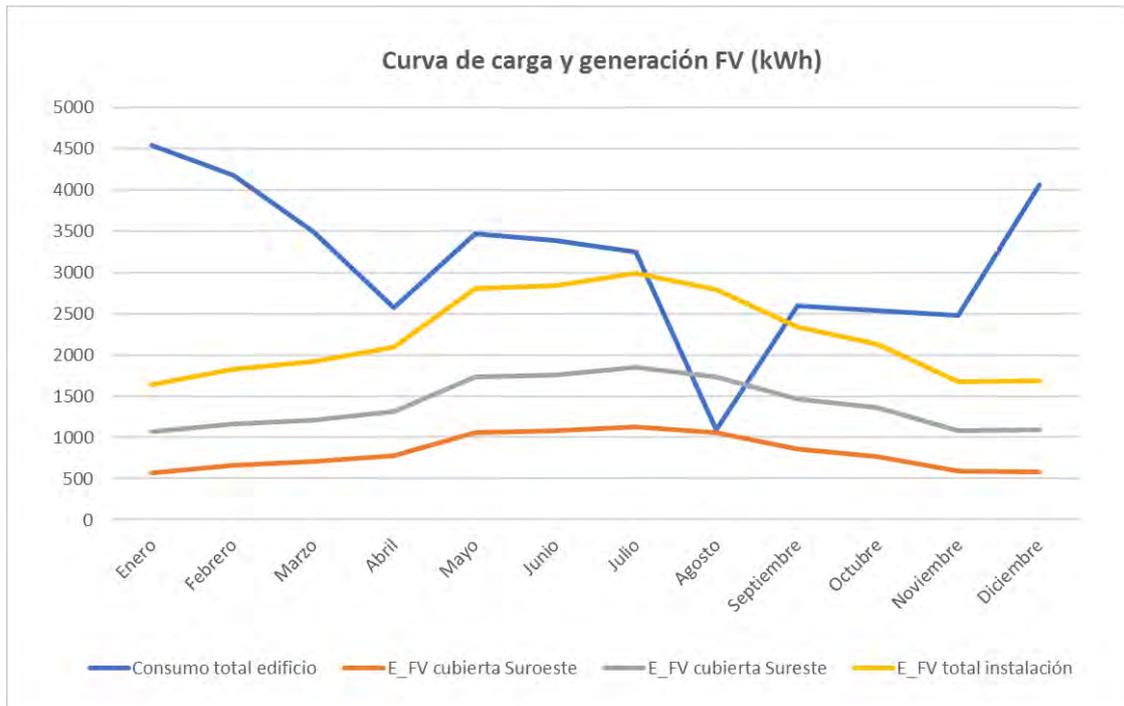


Figura 1.1.15. Curva mensual de demanda vs generación FV

### 1.1.9 TRÁMITES ADMINISTRATIVOS

Antes de nada, para poder instalar paneles solares en las zonas comunes de un edificio residencial, se necesita contar con el apoyo de una parte de los propietarios. En este tipo de autoconsumo colectivo se pueden dar 2 situaciones:

- a) Si lo que se quiere es instalar paneles solares para que se beneficie la comunidad en su conjunto, como es el caso, será suficiente con el apoyo de la mayoría simple de los propietarios representen a su vez la mayoría de las cuotas de participación. El coste (derrama) que vaya a tener un vecino en ese año por las obras, no puede superar la cantidad de 9 meses de cuotas de la comunidad.
- b) En el caso de que sea una parte de los vecinos quieran compartir la instalación de autoconsumo para uso particular, el apoyo necesario se reduce a 1/3 del número total de propietarios.

Como se ha comentado con anterioridad, esta instalación fotovoltaica se acogerá al modelo de **autoconsumo colectivo con instalación próxima en red interior con excedentes acogido a compensación.**

Los consumidores asociados utilizan la energía procedente de la instalación cada vez que sea necesario y pueden consumir energía de la red cuando esta energía no basta para satisfacer su consumo eléctrico. La energía no autoconsumida puede inyectarse a la red y en cada periodo de facturación de como máximo un mes, la comercializadora compensará el coste de la energía consumida de la red con la energía excedentaria. Después se aplicarán los impuestos y peajes que procedan. En ningún caso el resultado podrá ser negativo.

Según el Real Decreto 244/2019, se tienen que cumplir todas las condiciones siguientes:

- a) La fuente de energía primaria debe ser de origen renovable.
- b) La potencia total de la instalación de producción no sea superior a 100 kW.
- c) En su caso, el consumidor haya suscrito un único contrato de suministro para el consumo asociado y para los consumos auxiliares con una empresa comercializadora.
- d) El consumidor y productor asociado hayan suscrito un contrato de compensación de excedentes de autoconsumo definido en el artículo 14 del RD 244/2019.
- e) La instalación de producción no esté sujeta a la percepción de un régimen retributivo adicional o específico.

Por otra parte, como la potencia prevista de la instalación es superior a 10 kW **será obligatorio realizar un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico competente.**

#### 1.1.9.1 PERMISOS DE ACCESO Y CONEXIÓN Y AVALES O GARANTÍAS

Al ser una instalación de producción de potencia nominal igual a 15 kW ubicada en suelo urbanizado que cuenta con las dotaciones y servicios requeridos por la legislación urbanística, **queda exenta de solicitar los permisos de acceso y conexión.** Además, también **queda libre de presentar los avales y garantías para la conexión.** También está exenta del cumplimiento de los requisitos técnicos que establece el Reglamento (UE) 2016/631 sobre códigos europeos de red.

#### 1.1.9.2 LICENCIA DE OBRAS E IMPUESTO DE CONSTRUCCIONES Y OBRAS

Se deberá solicitar permiso de obras según la normativa municipal vigente en el emplazamiento elegido. En función de las características de la instalación de generación, la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una **declaración responsable de obra y/o una comunicación previa de obra.** En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta. Por el contrario, la normativa municipal podría exigir la **solicitud de licencia de obra**, aunque no es lo habitual en instalaciones de autoconsumo sobre cubiertas y tejados.

Igualmente **deberá liquidarse la tasa y el impuesto de construcciones y obras (ICIO)**, regulado por la Ley Reguladora de Haciendas Locales. En la Región de Murcia, este impuesto supone un 4 % del presupuesto total. En este caso se deberá abonar 643,64€.

#### 1.1.9.3 CERTIFICADOS DE INSTALACIÓN Y CERTIFICADOS FIN DE OBRA

Como la conexión se realizará en baja tensión y la potencia es superior a 10 kW, **además del certificado de instalación eléctrica 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.

#### 1.1.9.4 CONTRATO DE ACCESO Y CONTRATO DE SUMINISTRO

No se precisa de un contrato específico de acceso con la compañía distribuidora. **Será válido el contrato de acceso que ya tiene el consumidor.**

Se debe realizar una comunicación a la empresa distribuidora (a través de la comercializadora) para que se habilite la posibilidad de la contratación del autoconsumo, y posteriormente contactar con el comercializador para que modifique el contrato de suministro existente y refleje en él la modalidad de autoconsumo elegida.

En este caso, al ser un autoconsumo colectivo **se deberán modificar los contratos de acceso de todos los consumidores asociados** indicando la modalidad de autoconsumo elegida, la cual deberá ser la misma para todos ellos. Cada consumidor asociado deberá remitir la comunicación de manera individual, indicando la modalidad de autoconsumo y aportando el acuerdo de reparto de energía firmado por todos los consumidores asociados.

Tras adaptar el contrato de acceso, **es necesario modificar el contrato de suministro de los consumidores** para reflejar en él la modalidad de autoconsumo elegida. Este trámite se realiza con la comercializadora.

Además, como es una instalación con excedentes acogida a compensación, si el consumidor tiene un contrato de mercado libre deberá acordar el precio al que se valorarán sus excedentes. En el caso de consumidores PVPC ese precio será el marcado por el RD 244/2019.

#### 1.1.9.5 ACUERDO DE REPARTO Y CONTRATO DE COMPENSACIÓN DE EXCEDENTES

Se tendrá que acordar el sistema de reparto de la energía que produzca la instalación de autoconsumo a través de un **acuerdo de reparto de energía firmado por todos los consumidores asociados**. En este documento se debe incluir:

- El Código de Autoconsumo (CAU).
- Modalidad de la instalación de autoconsumo.
- Los participantes asociados: coeficientes de reparto, CUPS y NIF.
- Instalaciones o instalación de generación asociada.

Todos los participantes del autoconsumo deben remitir el mismo acuerdo firmado de forma individual a la compañía distribuidora, bien directamente o a través de su comercializadora.

El coeficiente de reparto será el mismo para todas las viviendas y se ha establecido en un 16,08 %. El coeficiente de reparto para los servicios generales del edificio se estima en un 3,52 %.

Si se opta por formar una comunidad energética, ésta podría la ejercer la representación de los consumidores asociados en todos estos trámites siempre que los consumidores asociados lo autoricen adecuadamente. Cualquier otro agente debidamente autorizado puede ser representante, actuando como un gestor de autoconsumo.

Como la instalación está acogida a compensación de excedentes, **se debe firmar un contrato de compensación de excedentes** entre el productor y los consumidores asociados. Este contrato incluirá, además, el criterio de reparto mencionado con anterioridad que también se enviará a la distribuidora. Además, 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.**

#### 1.1.9.6 INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO AUTONÓMICO DE AUTOCONSUMO

Una vez finalizada la instalación, es necesario el registro de la instalación en la sede electrónica de la Región de Murcia. La solicitud se realiza de manera conjunta con el procedimiento de inscripción en el registro de instalaciones de baja tensión (código 0019). Se tendría que abonar unas tasas asociadas a este procedimiento. En este caso, al ser una instalación de energías renovables con proyecto técnico tendrá una reducción del 95 %. Así pues, solo se tendría que pagar de tasas unos 6,92 €.

### 1.2 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

Cabe señalar, que todos los cálculos que se detallarán a lo largo de este apartado y que justifican el dimensionamiento y diseño de la instalación solar fotovoltaica objeto de este proyecto, se han realizado empleando una hoja de cálculo programada en Excel.

#### 1.2.1 ESPACIO DISPONIBLE

En primer lugar, antes de estimar y calcular la potencia pico a instalar es necesario estudiar el espacio disponible. Es preciso señalar que los paneles solares serán instalados mediante superposición, es decir, se colocarán paralelamente al tejado de la cubierta. En la siguiente imagen se ilustra la forma de colocación de los módulos:



Figura 1.2.1 Superposición de módulos FV sobre tejado.

Fuente: <https://www.pv-magazine.es/2022/03/23/gancho-de-montaje-rapido-para-los-paneles-en-tejados-inclinados/>

Según el plano de la vista en planta de la cubierta del edificio, se dispone de 195,12 m<sup>2</sup> para instalar módulos fotovoltaicos. Como se puede ver a continuación, en la cubierta existen 5 áreas bien diferenciadas. Por ello, la superficie útil a analizar se ha dividido en 5 zonas:



Figura 1.2.2. Superficies disponibles para la instalación de módulos FV

Según plano, las características de cada zona son las siguientes:

- **Zona 1:** dispone de una superficie útil de 65,76 m<sup>2</sup>. Si consideramos como 0° la orientación sur, y valores positivos hacia el oeste y negativos hacia el este, la cubierta de la zona 1 tiene una orientación de -30°. Es decir, está orientada 30 grados al este con respecto al sur.

- **Zona 2:** dispone de una superficie útil de 26,88 m<sup>2</sup>. Siguiendo el mismo criterio que en el caso anterior, la cubierta de la zona 2 tiene una orientación de 60°. Es decir, está orientada 60 grados al oeste con respecto al sur. Cabe destacar que las zonas 3 y 4 tienen la misma orientación que la zona 2.
- **Zona 3:** dispone de una superficie útil de 9,84 m<sup>2</sup> y la cubierta en esta zona está orientada 60 grados al oeste con respecto al sur.
- **Zona 4:** es igual que la zona 2, por lo tanto, tiene un área útil de 26,68 m<sup>2</sup> y la cubierta en esta zona está orientada 60 grados al oeste con respecto al sur.
- **Zona 5:** es igual que la zona 1, así pues, dispone de una superficie útil de 65,76 m<sup>2</sup>. La cubierta en esta zona tiene orientación noroeste (150° con respecto al Sur).

Como se ha podido observar, la zona 5 está orientada al noroeste, por lo que, debido a las pérdidas por orientación que esto conllevaría y al bajo rendimiento que tendrían los módulos fotovoltaicos al ser colocados en esta parte de la cubierta, se ha optado por descartar esta zona.

De esta manera, la superficie útil de la instalación es de 129,36 m<sup>2</sup>. Así mismo, este área útil se verá reducida con el análisis de sombras y obstáculos que se realizará más adelante.

### 1.2.2 ANÁLISIS DE SOMBRAS

Por una parte, es importante señalar que la comunidad de propietarios objeto de este proyecto está libre de sombras de edificaciones cercanas, ya que tiene una altura superior a la de los edificios y viviendas de alrededor. Es cierto que existe un edificio residencial adosado que puede producir sombras sobre la cubierta noroeste. Esto no influye en el estudio de sombras ya que, como se ha comentado con anterioridad, no se va a utilizar esta zona de la cubierta para instalar módulos fotovoltaicos. En la imagen siguiente se puede observar una vista en 3D del edificio residencial:



Figura 1.2.3. Vista en 3D de la comunidad de propietarios

Fuente: <https://earth.google.com/web/@37.96861662,-1.21227921,67.15763723a,94.86045585d,35y,0.00000001h,0.38108796t,0r>

Por otra parte, antes de llevar a cabo un análisis más exhaustivo de las sombras, lo primero que se ha hecho ha sido realizar una serie de fotografías a la cubierta orientada al suroeste para observar cómo van evolucionando las sombras proyectadas a lo largo del día. Es importante estudiar este área ya que como se ha podido ver en las figuras 1.1.1, 1.2.2 y 1.2.3 existe un saliente (zona 3 de la cubierta) que corresponde con el hueco del ascensor que divide la cubierta suroeste en 2 áreas con las mismas dimensiones (zona 2 y zona 4). Como se comprobará a continuación, este saliente genera sombras en la zona 4 de la cubierta durante la mañana y en la zona 2 durante ciertas horas de la tarde. Es decir, si se toma como referencia la fachada principal del edificio, a lo largo de la mañana se producen sombras a la izquierda del saliente y a últimas horas de la tarde se pueden producir sombras a la derecha del saliente.

Las fotografías siguientes han sido tomadas el día 12 de marzo de 2023 a diferentes horas del día y han servido de gran utilidad para comprobar que los cálculos realizados posteriormente tienen un orden de magnitud correcto:



Figura 1.2.4. Sombras a las 10:00 el 12/3/2023



Figura 1.2.5. Sombras a las 12:00 el 12/3/2023



Figura 1.2.6. Sombras a las 14:00 el 12/3/2023

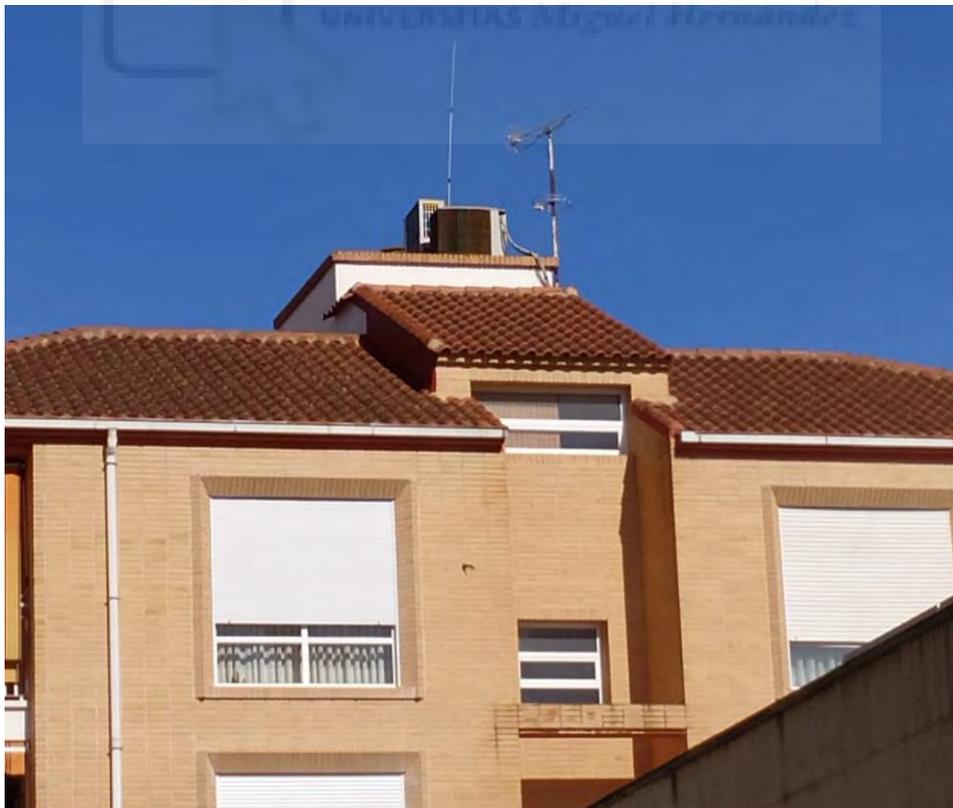


Figura 1.2.7. Sombras a las 16:00 el 12/3/2023



Figura 1.2.8. Sombras a las 18:00 el 12/3/2023

Lo ideal sería realizar este estudio experimental el 21 de diciembre. El solsticio de invierno es el día más desfavorable ya que las sombras son más prolongadas que en otras fechas porque la radiación solar incide sobre la superficie con un menor ángulo. Por el contrario, cuando se da el solsticio de verano (21 de junio), el sol alcanza su mayor altura en el hemisferio norte y las sombras son más reducidas.

Como es sabido, el eje polar de la Tierra no es perpendicular al plano de su órbita casi elíptica alrededor del Sol, sino que forma un ángulo de 23,45 grados con la perpendicular a dicho plano. Así pues, se conoce como **declinación solar ( $\delta$ )** al ángulo que forma el plano del ecuador de la Tierra con la línea situada en el plano de la elíptica, que une los centros del Sol y de la Tierra. Este ángulo alcanza valores máximos en los solsticios de verano (declinación máxima positiva  $\delta=23,45^\circ$ ) e invierno (declinación máxima negativa  $\delta=-23,45^\circ$ ). En la siguiente figura se ilustra este concepto:

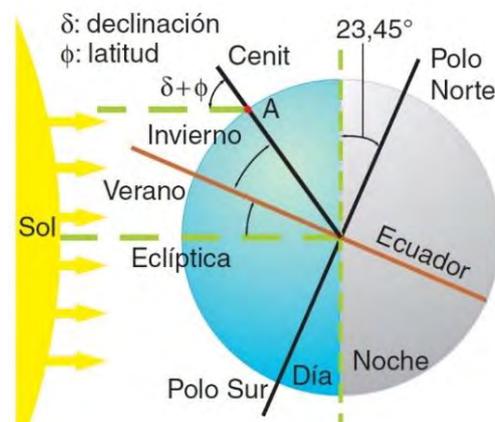


Figura 1.2.9. Declinación solar

Fuente: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>

Al mismo tiempo, es interesante destacar que para situar la posición del sol en el cielo se usa el concepto de esfera celeste. En este sistema de coordenadas la posición solar se expresa mediante dos ángulos:

- **Elevación solar ( $\gamma_s$ ):** ángulo que forman los rayos solares con la horizontal. En los solsticios de verano e invierno alcanza sus valores máximo y mínimo respectivamente.
- **Acimut solar ( $\psi_s$ ):** ángulo formado por el meridiano del sol y el meridiano del lugar. Tomando como referencia el Sur en el hemisferio norte, tiene valores positivos de  $0^\circ$  a  $180^\circ$  hacia el oeste y negativos de  $0$  a  $-180^\circ$  hacia el este.

En la siguiente figura queda ilustrado el sistema de coordenadas solares:

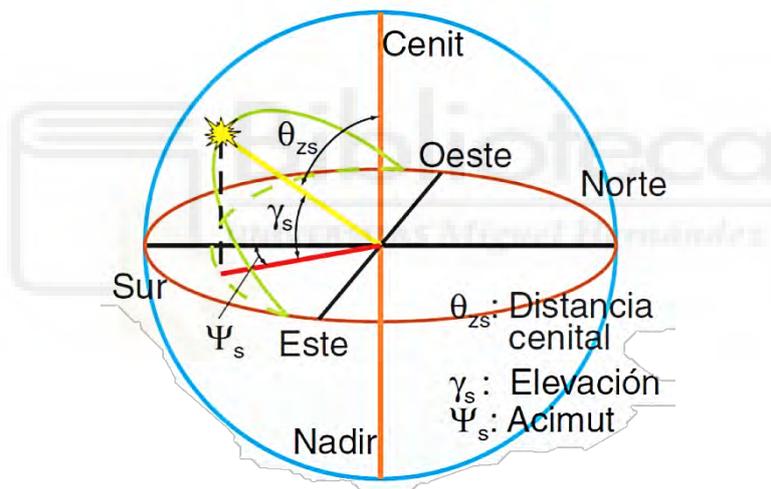


Figura 1.2.10. Sistema de coordenadas de la esfera celeste

Fuente: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>

Por otra parte, el **ángulo horario ( $\omega$ )** indica el desplazamiento angular del Sol sobre el plano de la trayectoria solar. Se toma como origen el mediodía solar y valores crecientes en el sentido del movimiento del Sol.

A partir de aquí, una vez visto los fundamentos anteriores sobre posición solar y habiendo visualizado previamente la evolución de las sombras que se producen en la cubierta suroeste debido al obstáculo mencionado con anterioridad, el siguiente paso es realizar un estudio más preciso.

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal entre una fila de módulos y un obstáculo de altura  $h$  que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al

menos de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Ya que la cubierta tiene una geometría sencilla, se ha optado por realizar este cálculo empleando trigonometría. Los datos de partida son los siguientes:

$$\text{Latitud } (\varphi) = 37,97$$

$$\text{Declinación } (\delta) = -23,45^\circ \text{ (21 de diciembre)}$$

$$\text{Ancho de la cubierta } (A) = 4,8 \text{ m}$$

$$\text{Altura de la cumbrera } (H) = 2,24 \text{ m}$$

$$\text{Altura del obstáculo } (h) = 0,65 \text{ m}$$

Se ha utilizado una hoja de cálculo para realizar el estudio de sombras 4 horas por debajo y por arriba del mediodía solar el 21 de diciembre. Primero, este cálculo se ha realizado para las 12:00 (hora solar) de ese día.

El primer paso es calcular la posición solar para cada hora empleando las siguientes ecuaciones:

$$\text{Ángulo horario } (\omega) = (\text{hora solar} - 12) \cdot 15^\circ$$

$$\omega = (12 - 12) \cdot 15^\circ = 0^\circ$$

$$\text{Altura solar } (\gamma_s) = \text{Arcsen}(\text{sen}(\delta) \cdot \text{sen}(\varphi) + \text{cos}(\delta) \cdot \text{cos}(\varphi) \cdot \text{cos}(\omega))$$

$$\gamma_s = \text{Arcsen}(\text{sen}(-23,45) \cdot \text{sen}(37,97) + \text{cos}(-23,45) \cdot \text{cos}(37,97) \cdot \text{cos}(0))$$

$$\gamma_s = 28,58^\circ$$

$$\text{Acimut solar } (\psi_s) = \text{Arccos}\left(\frac{\text{sen}(\gamma_s) \cdot \text{sen}(\varphi) - \text{sen}(\delta)}{\text{cos}(\gamma_s) \cdot \text{cos}(\varphi)} \cdot \text{signo}(\omega)\right)$$

$$\psi_s = \text{Arccos}\left(\frac{\text{sen}(28,58) \cdot \text{sen}(37,97) - \text{sen}(-23,45)}{\text{cos}(28,58) \cdot \text{cos}(37,97)} \cdot \text{signo}(0)\right) = 0^\circ$$

El siguiente paso es calcular la inclinación de la cubierta siguiendo una orientación definida. Como se ha podido comprobar, al mediodía solar se da un valor de acimut de  $0^\circ$ , por lo tanto, el Sol se encuentra exactamente sobre el sur geográfico. En ese instante, la sombra coincide con la dirección sur-norte. En la figura siguiente se puede ver el método gráfico utilizado a partir del plano de la cubierta:

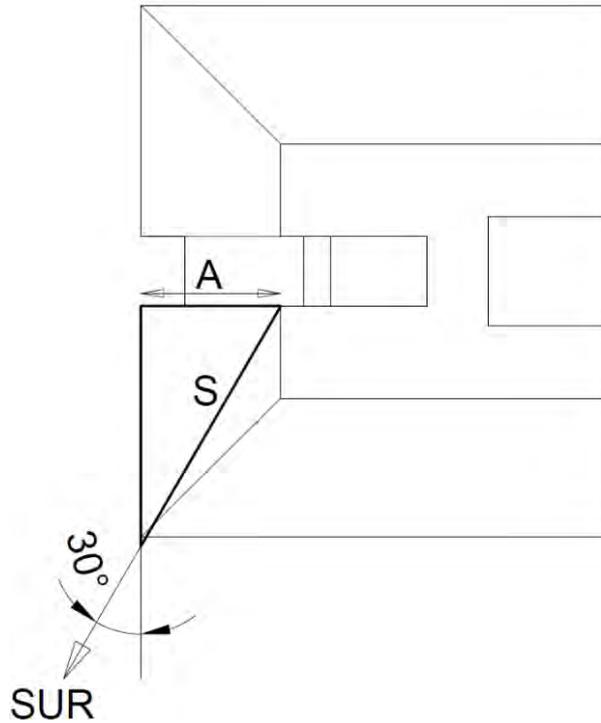


Figura 1.2.11. Método gráfico realizado para el mediodía solar

El valor de la hipotenusa S se calcula de la siguiente forma:

$$S = \frac{A}{\text{sen}(30)} = \frac{A}{\cos(60)} = \frac{4,8}{\cos(60)} = 9,6 \text{ m}$$

Como se conoce la altura de la cumbrera, ya se puede calcular el ángulo de inclinación de la cubierta con respecto a esa dirección:

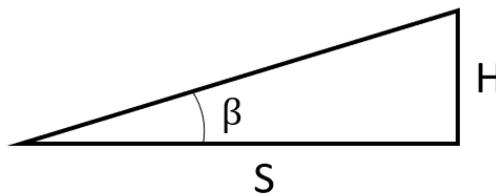


Figura 1.2.12. Inclinación cubierta orientación definida

Ángulo inclinación cubierta orientación definida ( $\beta$ ) =  $\arctan\left(\frac{H}{S}\right)$

$$\beta = \arctan\left(\frac{2,24}{9,6}\right) = 13,13^\circ$$

Finalmente, ya se disponen de todos los datos para calcular la sombra que produce el obstáculo:

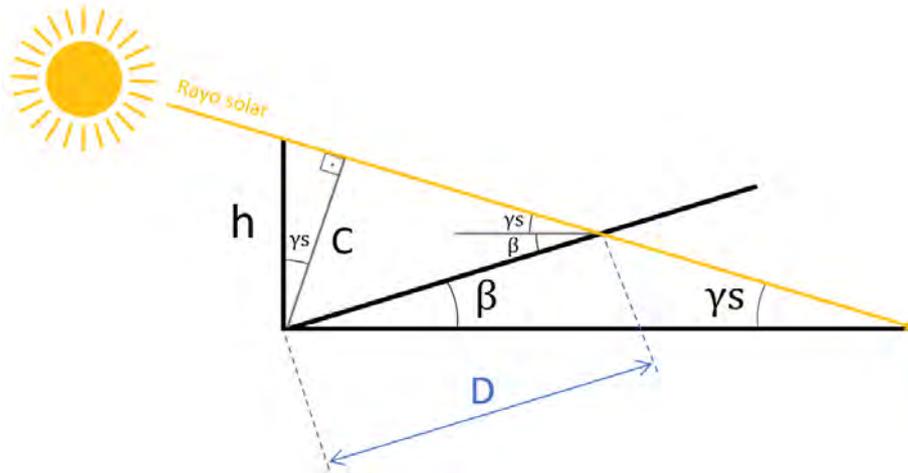


Figura 1.2.13. Distancia mínima D entre un módulo FV y un obstáculo de altura h

$$C = h \cdot \cos(\gamma_s)$$

$$\text{Distancia mínima entre módulo fotovoltaico y el obstáculo (D)} = \frac{C}{\sin(\gamma_s + \beta)}$$

$$D = \frac{h \cdot \cos(\gamma_s)}{\sin(\gamma_s + \beta)} = \frac{0,63 \cdot \cos(28,58)}{\sin(28,58 + 13,13)} = 0,83 \text{ m}$$

Además, es muy útil calcular su proyección sobre el plano horizontal a la hora de trabajar sobre el plano:

$$d = D \cdot \cos(\beta) = 0,83 \cdot \cos(13,13) = 0,81 \text{ m}$$

Para las horas restantes, este procedimiento se realizaría de forma completamente análoga. A continuación, se pueden ver los resultados obtenidos:

ESTUDIO DE SOMBRAS EN EL SOLSTICIO DE INVIERNO								
Hora civil aprox	Hora solar	$\omega$ (grados)	$\gamma_s$ (grados)	$\psi_s$ (grados)	S (m)	$\beta$ (grados)	D (m)	d (m)
9	8	-60	6,71	-53,13	12,22	10,39	2,13	2,09
10	9	-45	15,46	-42,30	22,53	5,68	1,68	1,68
11	10	-30	22,43	-29,75	1104,85	0,12	1,52	1,52
12	11	-15	26,98	-15,45	19,11	6,69	1,01	1,01
13	12	0	28,58	0	9,60	13,13	0,83	0,81
14	13	15	26,98	15,45	6,74	18,40	0,79	0,75
15	14	30	22,43	29,75	5,56	21,96	0,83	0,77
16	15	45	15,46	42,30	5,04	23,97	0,96	0,87
17	16	60	6,71	53,13	4,83	24,86	1,20	1,08

Figura 1.2.14. Estudio de sombras el 21 de diciembre

Como se ha comentado con anterioridad, a últimas horas de la tarde se generan sombras en la zona 2 de la cubierta, es decir a la derecha del obstáculo si se mira de frente la fachada principal de la comunidad de propietarios. Esto ocurre cuando el acimut solar supera los  $60^\circ$  en positivo, ya que esa parte de la cubierta está orientada  $60^\circ$  al oeste con respecto al sur.

Así pues, se ha realizado el cálculo de sombras para otros días del año, como por ejemplo para el equinoccio de primavera (21 de marzo) y para el solsticio de verano (21 de junio). En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para valores superiores a  $60^\circ$  de acimut:

ESTUDIO DE POSIBLES SOMBRAS EN ZONA 2 DE LA CUBIERTA ( $\psi_s > 60^\circ$ )									
	Declinación ( $\delta$ )	Hora solar	w (grados)	$\gamma_s$ (grados)	$\psi_s$ (grados)	S (m)	$\beta$ (grados)	D (m)	d (m)
21-mar	$0^\circ$	16	60	23,21	70,44	4,88	24,65	0,78	0,71
21-jun	$23,45^\circ$	14	30	60,59	69,11	4,86	24,74	0,31	0,28
		15	45	49,13	82,50	5,20	23,32	0,43	0,40
		16	60	37,33	92,27	5,68	21,53	0,59	0,54

Figura 1.2.15. Estudio de sombras el 21 de marzo y el 21 de junio

Para concluir, todos los resultados se han plasmado en el plano X. Además, los resultados obtenidos referentes a la posición solar, es decir, los valores de elevación y acimut solar han sido comprobados empleando SunEarthTools. Esta aplicación web utiliza otro sistema de referencia para el acimut solar:  $0^\circ$  norte,  $90^\circ$  este,  $180^\circ$  sur, y  $270^\circ$  oeste.

Una vez realizado el análisis de sombras, la superficie útil final de la cubierta es de  $118,71 \text{ m}^2$ .

### 1.2.3 SELECCIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Una de las primeras cosas que se piensa cuando se quiere dimensionar una instalación fotovoltaica es qué tipo de módulos instalar y cuál elegir entre la gran variedad que existe actualmente en el mercado. Para resolver la primera cuestión, lo primero que hay que hacer es decidir qué clase tecnología se va a emplear.

Concretamente, en este proyecto se emplearán paneles solares monocristalinos. Aunque tengan un precio más elevado que los policristalinos, la tecnología monocristalina es la que más se utiliza hoy en día. Esto se debe a que generalmente son más eficientes, tienen un mayor rendimiento a altas temperaturas y sufren una menor degradación de potencia con el paso del tiempo que los policristalinos. Por su gran capacidad de generar energía y su diseño hace que sea una tecnología muy popular dentro del autoconsumo residencial, sobre todo cuando se tiene un espacio limitado en el tejado. (Cambio energético, 2021)

El siguiente paso es elegir finalmente el módulo que más se adecúe a los requerimientos de la instalación de entre todos los modelos y fabricantes que se ofertan en el mercado. Para ello, se ha realizado una tabla con los parámetros más importantes a tener en cuenta para comparar entre algunos modelos representativos de paneles solares de distintas potencias y tamaños que se pueden encontrar en la actualidad. Además, esta tabla comparativa sirve para tener una primera estimación de la potencia pico a instalar:

Modelo	Pot (W)	Eficiencia (%)	W/m <sup>2</sup>	Pérdidas (%/ °C)	Área (m <sup>2</sup> )	Precio (€)	W/€	nº de paneles	kWp instalación	Coste inst. (€)
JA Solar Deep blue 3.0	405	20,7	207,37	-0,35	1,95	155,5	2,60	60	24,3	9330
JA Solar Deep blue 3.0	500	21,1	210,70	-0,35	2,37	181,5	2,75	50	25	9075
LONGI LR5-72HPH HIMO5	550	21,3	212,93	-0,34	2,58	228,36	2,41	45	24,75	10276,2
SunPower SPR-P3-375-BLK RES	375	19,1	191,33	-0,34	1,96	357,71	1,05	60	22,5	21462,6
HYUNDAI HG Full Black	430	20,7	206,73	-0,34	2,08	229	1,88	57	24,51	13053
Trina Solar Vertex S Full Black	390	20,5	202,91	-0,34	1,92	220,46	1,77	61	23,79	13448,06
Jinko Tiger Neo (All Black) 54HL-B	415	21,25	212,49	-0,29	1,95	179,90	2,31	60	24,9	10794

Figura 1.2.16. Tabla comparativa de módulos FV

De la lista anterior, se ha optado por el modelo Tiger Neo N-type 54HL4-B de 415 Wp de la marca Jinko Solar. Destaca frente a los demás por su densidad de potencia, su alta eficiencia y el bajo coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura. Esto último significa que tendrá un buen rendimiento incluso en condiciones atmosféricas con temperatura elevada, ideal para el clima del emplazamiento en cuestión. Además, tiene un precio bastante contenido para las características que ofrece este modelo.

Sin embargo, viendo la tabla anterior, ¿por qué elegir este panel y no el Deep blue 3.0 del fabricante JA Solar? Esta pregunta abre un debate sobre un tema que genera bastante polémica en el mundo de la fotovoltaica, y es, el tamaño de los paneles solares.

Es muy importante tener en cuenta que el desarrollo de los módulos fotovoltaicos está muy ligado al desarrollo de los huertos solares, en los que se opta por instalar paneles de gran tamaño. Sin embargo, cuando estamos hablando de autoconsumo residencial y de autoconsumo fotovoltaico en general, el tamaño del panel no es lo más importante.

Lo realmente importante es aprovechar bien la superficie del tejado y la mejor manera de hacerlo suele ser emplear paneles más eficientes y de tamaño más compacto. Esto es debido a que son más versátiles a la hora de ser distribuidos sobre el tejado, especialmente en cubiertas donde el espacio disponible es limitado. (Cambio energético, 2021)

El Tiger Neo N-type es un panel mucho más manejable para instalarlo en una cubierta residencial inclinada dado que tiene un tamaño más reducido, un menor peso y cuenta con una mayor rigidez estructural, generando menores riesgos de seguridad en el proceso de montaje. Mide aproximadamente 1,72 m de largo frente a los 2,09 m del Deep blue 3.0. Los paneles con dimensiones superiores a los 2 m no suelen ser viables técnicamente para autoconsumo residencial ya que tienen poca estabilidad estructural y requieren estructuras muy específicas para su correcta instalación, dificultando el aprovechamiento de la superficie útil del tejado.

El panel elegido, tiene un diseño all black, está pensado para favorecer la estética y mejorar su integración arquitectónica en el edificio. No solo destaca por su estética, sino que también, es un panel muy eficiente que presenta un rendimiento elevado, con características superiores a otros paneles del mercado, como, por ejemplo, su bajo porcentaje anual de degradación de potencia. Utiliza diferentes tecnologías como la célula de tipo N monocristalino para mejorar la eficiencia, y el rendimiento con poca luz, por ejemplo, a primeras horas de la mañana, al anochecer o cuando el cielo esta algo nublado.

#### 1.2.4 DISTRIBUCIÓN EN CUBIERTA

A la hora de distribuir los módulos fotovoltaicos sobre el tejado, es muy útil calcular la proyección de estos sobre la horizontal para trabajar sobre el plano. La cubierta tiene una inclinación ( $\alpha$ ) de  $25^\circ$  y el panel solar seleccionado tiene unas dimensiones de 1722 mm de largo (L) y 1134 mm de ancho (A).

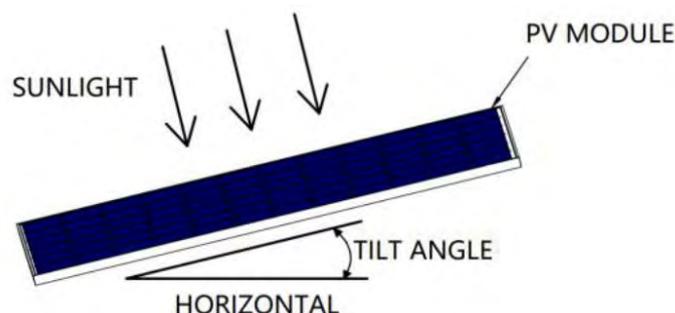


Figura 1.2.17. Proyección del módulo FV sobre la horizontal

Para aprovechar al máximo la superficie disponible, los módulos se colocarán de forma horizontal, empleando soportes coplanares cuyos perfiles se instalarán perpendicularmente a la cumbrera como se observa en la siguiente imagen:



Figura 1.2.18. Colocación de perfiles perpendiculares a la cumbrera

Fuente: <https://sunferenergy.com/catalogo/>

Al colocarse de esta forma, habría que calcular la proyección del ancho del módulo sobre la horizontal, para ello:

$$\text{Ancho del módulo sobre la horizontal (a)} = A \cdot \cos(\alpha)$$

$$a = 1,1134 \cdot \cos(25) = 1,01 \text{ m}$$

Así pues, las dimensiones del panel solar sobre el plano son de 1722 mm de largo y 1010 mm de ancho. Finalmente, teniendo en cuenta la superficie útil disponible y que se ha dejado una distancia mínima de 10 cm con respecto a los bordes del tejado, se podrían instalar un total de 46 módulos.

Cómo se verá más adelante, después de estudiar la curva de carga y de analizar distintas configuraciones de distribución de los módulos sobre cubierta, se ha optado por reducir el número total de módulos a 39. Esta decisión ha sido motivada por la intención de ajustar la curva de generación FV a la curva de consumo, de manera que no hayan demasiados excedentes y por simplificar la instalación, reduciendo el coste en soportes, módulos y cableado. En la siguiente imagen se puede ver un boceto de la distribución inicial sobre cubierta y en rojo se muestran los paneles solares que se ha decidido no instalar:

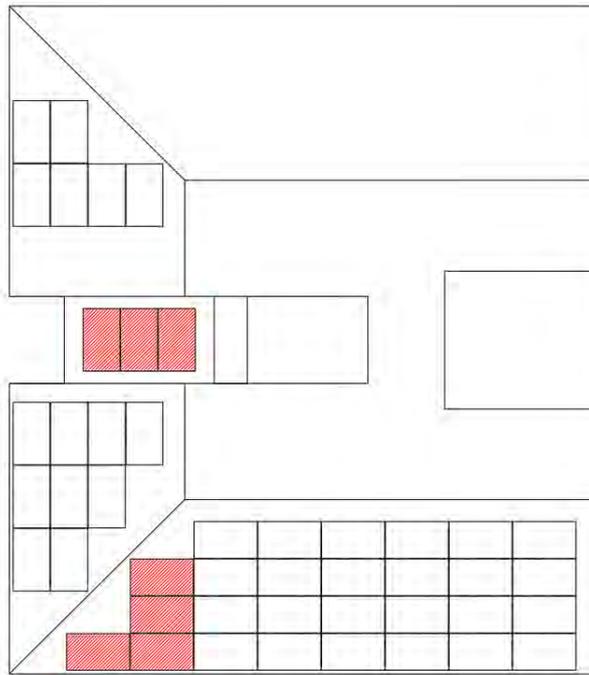


Figura 1.2.19. Distribución inicial de módulos FV sobre cubierta

### 1.2.5 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS

Según el pliego de condiciones técnicas del IDAE (PCT-C-REV-2011), las pérdidas por orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos y las posibles sombras sobre los mismos deben ser inferiores a los valores que se muestran en la siguiente tabla:

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

Figura 1.2.20. Pérdidas máximas por OI y S según el PCT del IDAE

Fuente: <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>

Estas pérdidas se calcularán en función de:

- **Ángulo de inclinación ( $\beta$ ):** ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal.

- **Ángulo de acimut ( $\alpha$ ):** ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es  $0^\circ$  para módulos orientados al sur,  $-90^\circ$  para módulos orientados al este y  $+90^\circ$  para módulos orientados al oeste.

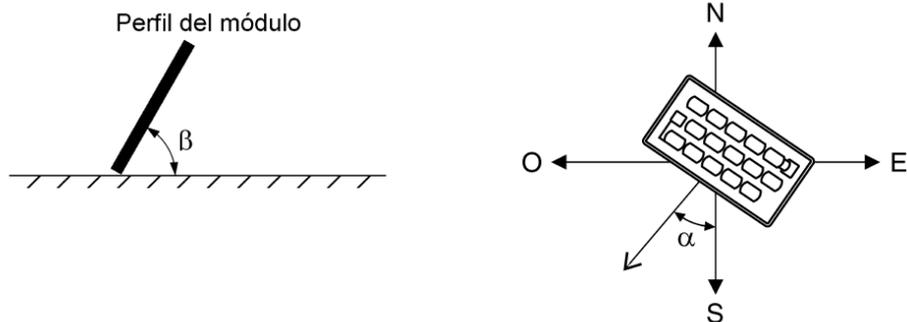


Figura 1.2.21. Ángulo de inclinación y de acimut

Fuente: <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>

Como se ha comentado con anterioridad, los paneles solares se instalarán mediante superposición utilizando soportes coplanares, por tanto, el ángulo de acimut de los paneles corresponde con la orientación de la cubierta en donde estén situados. Al mismo tiempo, se sabe que el tejado tiene una inclinación de  $25^\circ$ .

Conocidos estos datos de partida, el siguiente paso es calcular los límites de inclinación aceptables tanto para la cubierta suroeste como para la sureste, teniendo en cuenta que las pérdidas máximas por orientación e inclinación en superposición son del 20 %. Para ello, en el siguiente gráfico se traza el límite de pérdidas (borde exterior de la región 80 %-90 %) en color rojo y la recta de acimut para  $60^\circ$  (cubierta suroeste) en color verde y para  $-30^\circ$  (cubierta sureste) en color azul:

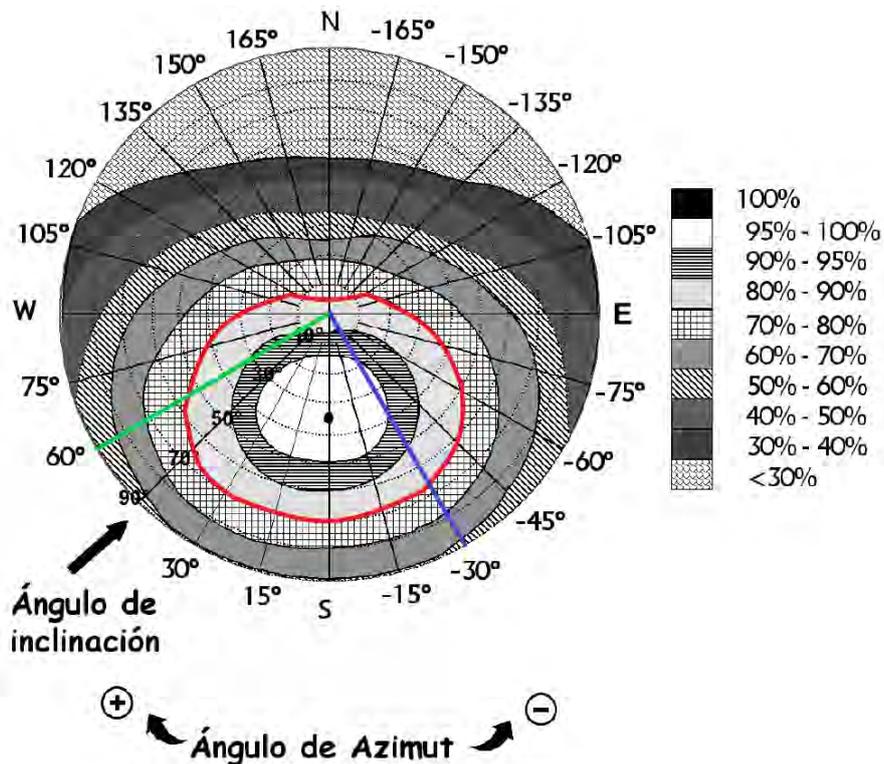


Figura 1.2.22. Inclinación máxima según el ángulo de acimut para latitud de 41°  
Fuente: <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-plego-de-condiciones-tecnicas-de>

Como se puede observar en la figura anterior, el ángulo de inclinación máximo para la cubierta suroeste es de aproximadamente 55° y para la sureste de 67°. Para ambos casos, la inclinación mínima es de 0°. Sin embargo, estos valores se tienen que corregir, ya que el gráfico anterior solo es válido para una latitud ( $\varphi$ ) de 41° y el emplazamiento tiene una latitud de 37,97°. Para ello, se aplican las siguientes fórmulas:

$$\text{Inclinación máx} = \text{Inclinación máx} (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

$$\text{Inclinación mín} = \text{Inclinación mín} (\varphi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud})$$

siendo 0° su valor mínimo

Para verificar los resultados, se empleará la siguiente fórmula para calcular el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación:

$$\text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas por OI (\%)} = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

Donde  $\beta_{\text{opt}}$  es la inclinación óptima de una superficie fija en función de la latitud del lugar. Se calcula con la siguiente fórmula, que es válida para aplicaciones de utilización anual y máxima captación de energía solar a lo largo del año:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi|$$

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 \cdot |37,97| = 29,9^\circ$$

Además, también será necesario calcular el factor de irradiación (FI), para ello:

$$FI = \frac{100 - \text{perdidas por OI}(\%)}{100}$$

- **Cubierta suroeste:**

$$\text{Inclinación máx} = 55 - (41 - 37,97) = 51,97^\circ$$

$$\text{Inclinación mín} = 0$$

$$\text{Pérdidas por OI} (\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (25 - 29,9)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot 60^2]$$

$$\text{Pérdidas por OI} (\%) = 12,89 \%$$

$$FI = 0.87$$

- **Cubierta sureste:**

$$\text{Inclinación máx} = 55 - (41 - 37,97) = 63,97^\circ$$

$$\text{Inclinación mín} = 0$$

$$\text{Pérdidas por OI} (\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (25 - 29,9)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot (-30)^2]$$

$$\text{Pérdidas por OI} (\%) = 3,44 \%$$

$$FI = 0.97$$

Tal y como se puede observar en el análisis anterior, la instalación cumple con los límites establecidos por el PCT. En la siguiente tabla se encuentran recogidos los cálculos anteriores:

	Pérdidas por orientación e inclinación	
	Cubierta Suroeste	Cubierta Sureste
Ángulo de acimut ( $\alpha$ )	60°	-30°
Ángulo de inclinación ( $\beta$ )	25°	25°
$\beta_{\min}$ ( $\phi=41^\circ$ )	0°	0°
$\beta_{\max}$ ( $\phi=41^\circ$ )	55°	67°
$\beta_{\min}$ ( $\phi=37,97^\circ$ )	0°	0°
$\beta_{\max}$ ( $\phi=37,97^\circ$ )	51,97°	63,97°
$\beta_{opt}$	29,90°	29,90°
Pérdidas	12,89 %	3,44 %
FI	0,87	0,97

Figura 1.2.23. Pérdidas por orientación e inclinación y factor de irradiación

En cuanto a las pérdidas por sombras, el generador fotovoltaico estará libre de sombras de edificaciones cercanas, ya que como se ha comentado a lo largo del proyecto, el edificio residencial tiene una altura superior a la de los edificios y viviendas de alrededor. Además, los módulos fotovoltaicos se colocarán según el análisis de sombras y obstáculos realizados anteriormente, garantizando no solo un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del sol solsticio de invierno tal y como recomienda el PCT del IDAE, sino que se garantiza que no tengan sombreado parcial 4 horas por encima y por debajo del mediodía solar. Además, se han analizado otros días a parte del 21 de diciembre. Por todo esto, las pérdidas por sombras se consideran despreciables.

#### 1.2.6 DISEÑO DE STRINGS Y DIMENSIONADO DEL INVERSOR

El inversor seleccionado es de la marca Huawei, fabricante de inversores de alto rendimiento para autoconsumo. En concreto, el modelo a instalar es el SUN2000-15KTL-M5. Destaca por su buena calidad-precio, su elevada eficiencia y por tener incorporado todo tipo de protecciones.

Factor de Escala de un inversor (FE), es la relación entre la cantidad de kW<sub>p</sub> (potencia total instalada de módulos FV) y la cantidad de kW nominales (potencia total de salida del inversor):

$$FE = \frac{kW_p}{kW_n}$$

Se ha optado por el modelo de 15 kW de potencia nominal porque se recomienda que el factor de escala del inversor esté entre 1 y 1,3. En otras palabras, que la potencia pico nunca sea superior a un 30 % de la potencia nominal y que no sea inferior a la misma. Si se tiene un factor de escala demasiado alto, se corre el riesgo de que en ciertas horas del día el inversor no pueda transformar toda la energía proveniente de los módulos fotovoltaicos. (MPV Solar Reference, 2020)

En este caso, se obtiene un factor de escala que se encuentra dentro del rango recomendado:

$$FE = \frac{16,19}{15} = 1,08$$

A continuación, se muestran los datos más significativos del inversor:

<b>Huawei SUN2000-15KTL-M5</b>	
PotFV_máx	22,5 kWp
Vmax	1100 V
VMPPT_máx	1000 V
VMPPT_mín	200 V
Imáx/MPPT (1 string)	20 A
Imáx/MPPT (2 strings)	30 A
Isc_máx	40 A
Nº de MPPT	2
Entradas/MPPT	2
Nº total de entradas	4
Pout	15 kWn
Eficiencia	98%

Figura 1.2.24. Parámetros del inversor

Como se puede observar en la tabla anterior, el inversor posee 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) y cada uno de ellos posee 2 entradas. Lo que significa, que los módulos FV de la cubierta suroeste irán conectados a un MPPT diferente de la sureste, ya que ambos tejados tienen una orientación diferente.

Una vez elegido el inversor, el siguiente paso es calcular cuantos módulos se pueden conectar en serie y cuantos en paralelo por cada MPPT. Para llevar a cabo este análisis, se necesita conocer los datos ambientales y recurso solar del emplazamiento ya que, la temperatura de trabajo de las células solares depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Como se verá más adelante, a menor  $T^a$  de la célula, mayor será la tensión de salida del generador fotovoltaico y a mayor  $T^a$  de la célula, mayor intensidad.

Para ello se ha empleado el Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica, PVGIS. Esta aplicación web gratuita desarrollada por la Unión Europea permite obtener los datos horarios de irradiancia y temperatura ambiente. Así pues, se han extraído los datos de irradiancia y  $T^a$  ambiente desde 2005 a 2020 y se ha calculado la  $T^a$  de trabajo de la célula para cada hora empleando la siguiente fórmula:

$$T_c = T_{amb} + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

Donde:

- $T_c$  es la  $T^a$  de trabajo de la célula en ( $^{\circ}C$ )
- $T_{amb}$  es la  $T^a$  ambiente

- TONC es la T<sup>a</sup> de operación nominal de la célula (°C)
- G es la irradiancia (W/m<sup>2</sup>)

Una vez hecho esto, se necesita extraer los valores mínimo y máximo de T<sup>a</sup> de las células para poder realizar el cálculo del número de módulos FV por rama y el número de ramas.

Por un lado, se ha extraído el valor mínimo de T<sub>c</sub> para una irradiancia mayor a 0. Este sería el caso más desfavorable, en el que la tensión de entrada al inversor sería máxima. Esto ocurriría al amanecer. En la siguiente tabla quedan recogidos estos datos:

G (W/m <sup>2</sup> )	T <sub>amb_mín</sub> (°C)	T <sub>c_mín</sub> (°C)
41,02	-3,55	-2,27

Figura 1.2.25. T<sub>c</sub> mínima para irradiancia mayor a 0.

Por otro lado, la temperatura ambiente máxima que recoge PVGIS en ese periodo de tiempo es 41,11°C, aunque, según datos de Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) en 2021 y 2022 se obtuvieron máximas de 45°C. Por tanto, se coge este último como valor máximo de T<sup>a</sup> ambiente. Cabe destacar, que para el cálculo de T<sub>c máx</sub> se ha corregido el valor ya que la fórmula anterior es para el caso general de colocación de módulos FV y en este proyecto se instalarán en superposición en tejado. De esta manera:

$$T_{c_{\min}} = -3,55 + 41,02 \cdot \frac{45 - 20}{800} = -2,27 \text{ °C}$$

$$T_{c_{\max}} = 45 + 1000 \cdot \frac{45 - 20}{800} + 5 = 81,25 \text{ °C}$$

Para el cálculo de los parámetros de los módulos FV en condiciones diferentes a las estándar de medida, se aplicarán las siguientes fórmulas:

$$P(T_c) = P(STC) \cdot \left[1 + \left(\frac{\delta}{100}\right) \cdot (T_c - 25)\right]$$

$$V(T_c) = V(STC) \cdot \left[1 + \left(\frac{\beta}{100}\right) \cdot (T_c - 25)\right]$$

$$I(T_c) = I(STC) \cdot \left[1 + \left(\frac{\alpha}{100}\right) \cdot (T_c - 25)\right]$$

Conociendo los datos de los módulos FV en condiciones estándar de medida que se recogen en la siguiente tabla:

Datos STC módulos FV	
P <sub>máx</sub> (W)	415
V <sub>mp</sub> (V)	31,85
I <sub>mp</sub> (A)	13,03
V <sub>oc</sub> (V)	37,96
I <sub>sc</sub> (A)	13,74
TONC (°C)	45
α (%/°C)	0,045
β (%/°C)	-0,25
δ (%/°C)	-0,29

Figura 1.2.26. Datos módulos FV en STC

Se calculan los parámetros límites de entrada al inversor:

- **Límite inferior de tensión PMP**

$$V_{mp} (81,25^{\circ}\text{C}) = 31,85 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{-0,25}{100} \right) \cdot (81,25 - 25) \right] = 27,37 \text{ V}$$

- **Límite superior de tensión PMP**

$$V_{mp} (-2,27^{\circ}\text{C}) = 31,85 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{-0,25}{100} \right) \cdot (-2,27 - 25) \right] = 34,02 \text{ V}$$

- **Tensión máxima**

$$V_{oc} (-2,27^{\circ}\text{C}) = 37,96 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{-0,25}{100} \right) \cdot (-2,27 - 25) \right] = 40,55 \text{ V}$$

- **Intensidad máxima**

$$I_{sc} (81,25^{\circ}\text{C}) = 13,74 \cdot \left[ 1 + \left( \frac{0,045}{100} \right) \cdot (T_c - 25) \right] = 14,09 \text{ A}$$

Los resultados quedan recogidos en la siguiente tabla:

	T <sub>c_mín</sub> (°C)	T <sub>c_máx</sub> (°C)
	-2,27	81,25
P <sub>máx</sub> (W)	447,82	347,30
V <sub>mp</sub> (V)	34,02	27,37
I <sub>mp</sub> (A)	12,87	13,36
V <sub>oc</sub> (V)	40,55	32,62
I <sub>sc</sub> (A)	13,57	14,09

Figura 1.2.27. Parámetros límites de entrada al inversor

Finalmente, aplicando las siguientes fórmulas se obtiene el nº máximo y mínimo de módulos FV por string y el número de strings por MPPT:

$$\text{Nº máximo de módulos FV en serie} = \frac{V_{\text{máx}_{\text{inv}}}}{V_{\text{oc}} (T_{\text{c}_{\text{mín}}})} = \frac{1100}{40,55} = 27,13 = 27$$

$$\text{Nº mínimo de módulos FV en serie} = \frac{V_{\text{MPPT}_{\text{mín}}}}{V_{\text{mp}} (T_{\text{c}_{\text{máx}}})} = \frac{200}{27,37} = 7,31 = 7$$

$$\text{Nº máximo de módulos FV en paralelo} = \frac{I_{\text{sc}_{\text{inv}}}}{I_{\text{sc}} (T_{\text{c}_{\text{máx}}})} = \frac{40}{14,09} = 2,84 = 2$$

Como se ha podido comprobar, se puede conectar un string por cada entrada del MPPT con un total de 27 módulos en serie. Por tanto, la configuración final serie-paralelo de los instalación es la siguiente:

MPPT_suroeste		MPPT_sureste	
Nº total módulos	15	Nº total módulos	24
Nºstring	1	Nºstring	1
Nº módulos/string	15	Nº módulos/string	24
VMPPT_min	410,57 V	VMPPT_min	656,91 V
VMPPT_max	510,32 V	VMPPT_max	816,51 V
VFV_max (V)	608,22 V	VFV_max (V)	973,15 V
IFV_max (A)	14,09 A	IFV_max (A)	14,09 A

Figura 1.2.28. Configuración final de módulos FV en cada cubierta.

Hay que señalar que en la cubierta sureste se ha decidido mantener los 24 módulos en un solo string de manera que la tensión de entrada al MPPT del inversor esté dentro del rango que recomienda el fabricante para que la eficiencia del inversor sea lo más alta posible (410V-800V).

### 1.2.7 CÁLCULO DE LAS SECCIONES DE CABLEADO

Para el dimensionado de la sección de los conductores, se siguen 2 criterios fundamentales. Por un lado, se seguirá el criterio de la intensidad máxima admisible o criterio térmico y por otro, se comprobará el criterio de máxima caída de tensión.

Hay que tener en cuenta que según la ITC-BT-40, que los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador fotovoltaico. Además, los conductores serán de cobre y deberán tener la

sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % para cualquier condición de trabajo:

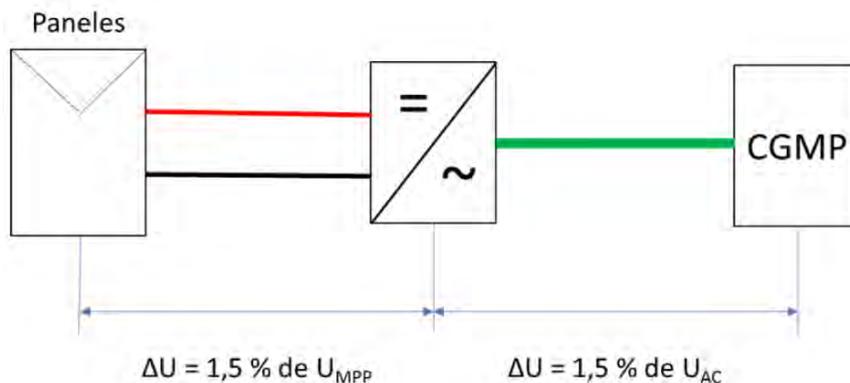


Figura 1.2.29. Porcentaje de caída de tensión en cada tramo

Fuente: <https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>

#### 1.2.7.1 CABLEADO DE CORRIENTE CONTINUA

El cableado de la instalación de corriente continua discurrirá por la cubierta del edificio bajo tubo protector aislante. Por tanto, hay que tener en cuenta que el método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles según la norma UNE-HD 60364-5-52 es el B1 (cables unipolares en tubo sobre pared). Así pues, la intensidad admisible (IB) en CC se calcula como:

$$IB = 1,25 \cdot IFV_{\text{máx}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}_{\text{máx}}} = 1,25 \cdot 14,09 = 17,61 \text{ A}$$

En este tramo, los factores de mayoración serán los siguientes:

- Factor de 0,9 debido a la exposición solar.
- Factor corrector de 0,7 por existir 3 circuitos en una misma canalización tal y como se ve en la siguiente tabla:

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares	B.52.2 a B.52.7 Método C		
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72		B.52.8 a B.52.13 Métodos E y F		
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Figura 1.2.30 Factores de corrección para un grupo de más de un circuito  
Fuente: Tabla B.52.17 UNE-HD 60364-5-52

De esta manera, la corriente máxima admisible mayorada se calcula como:

$$IB' = \frac{IB}{0,9 \cdot 0,7} = \frac{17,61}{0,9 \cdot 0,7} = 27,95 \text{ A}$$

Sabiendo que el cable que se va a instalar es fotovoltaico H1Z2Z2-K del fabricante Topcable y que discurrirán 3 conductores por la canalización (2 polos más un conductor de protección), la sección mínima según el criterio de máxima intensidad admisible sería de 2,5 mm<sup>2</sup>. Sin embargo, la sección mínima para el cableado de los módulos FV es de 4 mm<sup>2</sup>, ya que es mucho más común en el mercado y además esta elección está del lado de la seguridad como se puede ver en la siguiente tabla:

Sección nominal $\text{mm}^2$	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).  
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

Figura 1.2.31 Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos.

Fuente: Tabla A.3 UNE-EN 50618

Por otro lado, para el cálculo de la sección según el criterio de caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la línea, se estudiará el caso más desfavorable que será el tramo del panel más alejado del inversor. Según plano, este panel pertenece a la cubierta sureste y el tramo mide unos 17 m. Además, sabiendo que la resistividad del cobre a la temperatura de 90°C ( $\rho_{90}$ ) es de 0,023  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ , la sección mínima se puede calcular como:

$$S(\text{mm}^2) = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot I_{mp}}{N^{\circ} \text{ de módulos por string} \cdot V_{mp} \cdot \% \Delta U} \cdot 100$$

$$S = \frac{2 \cdot 17 \cdot 13,03 \cdot 0,023}{15 \cdot 31,85 \cdot 1,5} \cdot 100 = 1,42 \text{ mm}^2$$

Queda demostrado que en este caso el criterio más restrictivo es el de la corriente máxima admisible. Por tanto, el cableado que va desde los módulos fotovoltaicos al inversor tendrá una sección de 4  $\text{mm}^2$ . Al mismo tiempo, como la sección es menor a 16  $\text{mm}^2$ , el cableado de protección a tierra será de 4  $\text{mm}^2$  también, tal y como se puede observar en la siguiente tabla:

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

Figura 1.2.32. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase

Fuente: Tabla 2 ITC-BT-18

Cabe destacar que para el conductor de protección a tierra se empleará cable H07Z-K del fabricante Topcable.

En conclusión, la denominación del cableado de continua será 2x4 mm<sup>2</sup> Cu + TT 4 mm<sup>2</sup> Cu.

### 1.2.7.2 CABLEADO DE CORRIENTE ALTERNA

Como se ha comentado con anterioridad, el cableado de corriente alterna va desde la salida del inversor hasta el CGPM del edificio, de manera que el contador de generación trifásico se encuentra conectado en paralelo a la centralización de contadores. Para conectar la salida del inversor con la planta baja del edificio se utilizarán las canalizaciones ya existentes. Se emplearán conductores unipolares H07Z-K del fabricante Topcable tanto para las 3 fases y el neutro, como para el conductor de protección a tierra.

De la misma forma que en la parte de continua, hay que tener en cuenta que el método de instalación de referencia a utilizar para obtener las intensidades admisibles según la norma UNE-HD 60364-5-52 será el B1 (cables unipolares en tubo sobre pared). Así pues, la intensidad admisible (IB) en CA se calcula como:

$$IB = 1,25 \cdot \frac{Pn_{inv}}{\sqrt{3} \cdot Vn_{inv} \cdot \cos(\varphi)} = 1,25 \cdot \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9} = 30,07 A$$

En este tramo, se aplicaría un factor de mayoración de 0,57 ya que, se ha considerado que a través de la canalización habrá un máximo de 6 circuitos de 2 conductores. Es decir, que como máximo el agrupamiento estará formado por 12 conductores cargados:

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F
2	Capa única sobre pared, suelo o sistemas de bandejas de cables sin perforar	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Sin factor de reducción suplementario para más de nueve circuitos o cables multipolares		B.52.2 a B.52.7 Método C	
3	Capa única fijada directamente bajo techo de madera	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Capa única sobre sistemas de bandejas perforadas horizontales o verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
5	Capa única sobre sistemas de bandejas de escalera, o bridas de amarre, etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Figura 1.2.33. Factores de agrupamiento que modifican las corrientes admisibles  
Fuente: Tabla B.52.17 UNE-HD 60364-5-52

De esta manera, la corriente máxima admisible mayorada se calcula como:

$$IB' = \frac{IB}{0,57} = \frac{27,06}{0,57} = 52,75 \text{ A}$$

En cuanto al cálculo de la sección empleando el criterio de máxima caída de tensión, se considera un longitud máxima del tramo de alterna de 25 m. Además, sabiendo que la resistividad del cobre a la temperatura de 90°C ( $\rho_{90}$ ) es de  $0,023 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ , la sección mínima se puede calcular como:

$$S(\text{mm}^2) = \frac{L \cdot \rho \cdot Pn_{inv}}{Vn_{inv}^2 \cdot \% \Delta U} \cdot 100 = \frac{25 \cdot 0,023 \cdot 15000}{400^2 \cdot 1,5} \cdot 100 = 3,59$$

En este caso, el criterio más restrictivo es el de corriente máxima admisible, ya que, conforme ha quedado demostrado, se requiere de una sección de al menos  $6 \text{ mm}^2$ . Sin embargo, se ha elegido una sección de  $10 \text{ mm}^2$  porque es la que recomienda el fabricante del inversor y además se reducen las pérdidas por cableado en la parte de alterna. Como se puede ver en la siguiente tabla, esta elección está del lado de la seguridad:

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

Figura 1.2.34. Corrientes admisibles para dos conductores cargados aislados con XLPE  
Fuente: Tabla B.52.3 UNE-HD 60364-5-52

Asimismo, como la sección del cableado de alterna es menor a 16 mm<sup>2</sup>, el cableado de protección de puesta a tierra será también de 10 mm<sup>2</sup> según la tabla 2 de la ITC-BT-18.

Para finalizar, la denominación del cableado de alterna será 4x10 mm<sup>2</sup> Cu + TT 10 mm<sup>2</sup> Cu.

### 1.2.8 SELECCIÓN DE CANALIZACIONES

Anteriormente, se ha comentado que los módulos FV de la cubierta suroeste se agruparán en serie en un string y los de la cubierta sureste también se agruparán de la misma forma en otro string, de manera que cada cadena irá conectada a un MPPT diferente del inversor. Así pues, existirán 2 canalizaciones, una para cada cadena y se empleará tubo protector aislante helicoidal. Como discurrirán 3 conductores unipolares de 4 mm<sup>2</sup> de sección por cada canalización, según la ITC-BT-21, el diámetro exterior de los tubos será de 20 mm:

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	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	–	–	–

Figura 1.2.35. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los conductores o cables a conducir

Fuente: Tabla 2 ITC-BT-21

## 1.2.9 DISEÑO DE PROTECCIONES

### 1.2.9.1 PROTECCIONES DE CC

A lo largo de este proyecto, se ha comentado en varias ocasiones que el inversor cuenta con todo tipo de protecciones tal y como se muestra en su ficha técnica. Sin embargo, se ha optado por instalar fusibles para poder seccionar de manera independiente cada una de las ramas de la instalación para realizar posibles labores de mantenimiento.

Se tiene que cumplir que la corriente asignada del fusible ( $I_f$ ) sea mayor a la corriente de cortocircuito de la cadena de módulos FV ( $I_{sc}$ ) y menor a la admisible por el conductor ( $I_z$ ). De manera que:

$$I_{sc} \leq I_f \leq I_z$$

Conforme ha quedado demostrado en cálculo anteriores, la anterior ecuación quedaría de la siguiente forma:

$$14,09 \text{ A} \leq I_f \leq 44 \text{ A}$$

Además, los fabricantes de fusibles recomiendan una serie de relaciones para seleccionar las protecciones adecuadas:

$$V_{ccf} \geq V_{oc} (\text{STC}) \cdot n^{\circ} \text{ de módulos en serie} \cdot 1,2$$

$$I_f \geq I_{sc\text{STC}} \cdot 1,4$$

En este caso, siendo el caso más desfavorable el de la cubierta sureste, las anteriores ecuaciones quedarían de la siguiente forma:

$$V_{cc_f} \geq 37,96 \cdot 24 \cdot 1,2 = 1093,25 \text{ V}$$

$$I_f \geq I_{sc_{STC}} \cdot 1,4 = 13,74 \cdot 1,4 = 19,24 \text{ A}$$

Como se ha podido comprobar en el apartado de diseño de strings, es muy complicado que por una de las ramas circule más de 14,09 A o que exista una tensión mayor a 973,15 V.

Por otra parte, los fabricantes de fusibles recomiendan aplicar los coeficientes de seguridad de las dos anteriores relaciones para evitar un posible envejecimiento prematuro ya que, en aplicaciones fotovoltaicas la corriente varía continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión.

Por tanto, teniendo en cuenta los criterios anteriores se han seleccionado fusibles cilíndricos gPV 14x51 mm de 1100 V y 20 A con sus respectivos portafusibles compatibles con las medidas de este.

#### 1.2.9.2 PROTECCIONES DE CA

Teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011 y en el Reglamento electrotécnico para baja tensión, a la salida del inversor se debe contar con un interruptor magnetotérmico y con un diferencial. Además, el propio fabricante del inversor recomienda que las protecciones del lado de corriente alternan tengan una tensión nominal igual o superior a 415 V y una corriente nominal de 40 A.

Además, la norma UNE-HD 60364-4-43 establece un criterio práctico para verificar la protección frente a sobrecargas de intensidad, de manera que se tiene que comprobar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- $I_B$  es la intensidad de diseño del circuito. En este caso corresponde con la intensidad máxima de salida del inversor.
- $I_z$  es la intensidad máxima admisible por el cable.
- $I_n$  es la intensidad asignada del dispositivo de protección.
- $I_2$  es la intensidad efectiva que garantiza el funcionamiento del dispositivo de protección.

$$I_2 = 1,45 \cdot I_n$$

Se ha seleccionado un magnetotérmico Acti9 iC60N de 4 polos, 40 A de corriente asignada y 500 V de tensión nominal de la marca Schneider Electric. Por lo que, empleando este dispositivo se cumple los criterios anteriores:

$$23,9 \text{ A} \leq 40 \text{ A} \leq 75 \text{ A}$$

$$I2 \leq 1,45 \cdot 75 = 108,75 \text{ A}$$

$$I2 = 1,45 \cdot 40 = 58 \text{ A}$$

Por otro lado, se ha seleccionado un interruptor diferencial de 4 polos Acti9 iID de 40 A, 500 V de tensión nominal y 30 mA de sensibilidad del fabricante Schneider Electric.

### 1.2.9.3 PUESTA A TIERRA

En el apartado de cálculo de las secciones del cableado, se ha establecido la sección de los conductores de protección tanto de la parte de corriente continua como de la de alterna. En cuanto a los conductores de tierra, que son los que unen el borne principal de tierra con la toma de tierra, cuando estén enterrados y no protegidos contra la corrosión, como es el caso, deberá ser de al menos 25 mm<sup>2</sup> de sección en cobre tal y como se observa en la siguiente tabla:

Tipo	Protegido mecánicamente	No protegido mecánicamente
Protegido contra la corrosión*	Según apartado 3.4	16 mm <sup>2</sup> Cobre 16 mm <sup>2</sup> Acero Galvanizado
No protegido contra la corrosión		25 mm <sup>2</sup> Cobre 50 mm <sup>2</sup> Hierro
* La protección contra la corrosión puede obtenerse mediante una envolvente		

Figura 1.2.36. Secciones mínimas convencionales de los conductores de tierra  
Fuente: Tabla 1 ITC-BT-18

Con respecto al conductor de equipotencialidad, tiene ser de una sección no inferior a la mitad de la del conductor de protección de sección mayor de la instalación, con un mínimo de 6 mm<sup>2</sup>. Su sección puede ser reducida a 2,5 mm<sup>2</sup>, si es de cobre.

Para la toma de tierra se emplearán picas como electrodos y se dimensionarán de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella. Este valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a 24 V en local o emplazamiento conductor y 50 V en los demás casos.

Como se ha comentado con anterioridad, en esta instalación se empleará un interruptor diferencial con una sensibilidad nominal (In) de 30 mA. Sabiendo esto, se puede calcular los valores máximos de resistencia de las tomas de tierra (Rmáx) de la siguiente forma:

$$R_{\text{máx}} = \frac{V}{I_n} = \frac{50}{0.03} = 1666 \Omega$$

$$R_{\text{máx}} = \frac{V}{I_n} = \frac{24}{0.03} = 800 \Omega$$

La resistencia de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad. El cálculo de la resistencia a tierra puede realizarse empleando los valores medios de resistividad según la naturaleza del terreno indicados en la siguiente tabla:

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Figura 1.2.37. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno  
Fuente: Tabla 4 ITC-BT-18

Hay que tener en cuenta también las características del electrodo. Se emplearán picas de 1,5 m de longitud, fabricadas en acero con alma de 14 mm de diámetro y baño de cobre de 300  $\mu$ .

Así pues, se considerará un valor medio de resistividad del terreno de 500  $\Omega \cdot m$  y se empleará la siguiente fórmula para estimar la resistencia de tierra (R) en función de la resistividad del terreno ( $\rho$ ) y la longitud de la pica vertical empleada (L):

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{500}{1,5} = 333,33 \Omega$$

Como se ha podido comprobar, el valor de la resistencia de tierra empleando una sola pica quedaría por debajo de los 2 límites calculados anteriormente.

#### 1.2.10 RENDIMIENTO DEL SISTEMA

El performance ratio (PR) o coeficiente de rendimiento, es un indicador fundamental para evaluar la efectividad de una instalación fotovoltaica. El PR es la relación entre la energía real generada y la energía máxima teórica que podría generar el sistema fotovoltaico. Este parámetro es prácticamente independiente de la orientación de una instalación fotovoltaica y de la irradiación solar que incide sobre ella. Por tanto, gracias al coeficiente de rendimiento se pueden comparar instalaciones fotovoltaicas de conexión a red situadas en distintas partes del mundo. El PR se expresa de la siguiente forma:

$$PR = \frac{E_{FV, \text{ real anual}}}{E_{FV, \text{ máxima anual}}}$$

Como se verá a continuación, para calcular el performance ratio se deben tener en cuenta todas las pérdidas energéticas que afectan al funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica.

### 1.2.10.1 PÉRDIDAS EN EL CABLEADO

Son las pérdidas energéticas que se producen por las caídas de tensión cuando una determinada intensidad circula por un conductor de un material y sección determinados.

- **Pérdidas en cableado de CC**

Las pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de corriente continua (W) se calculan empleando la siguiente fórmula:

$$P_{cab_{CC}} = \frac{\rho \cdot L}{S} \cdot I_{sc}^2 = \frac{0,023 \cdot 60}{4} \cdot 13,74^2 = 65,13 \text{ W}$$

Dónde:

- $\rho$  es la resistividad del conductor cobre a 90°C ( $\rho_{90}$ ) en  $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .
- L es la longitud total del cableado de CC en m.
- S es la sección del cableado en  $\text{mm}^2$ .
- $I_{sc}$  es la intensidad de cortocircuito en condiciones estándar de medida.

Estas pérdidas suponen un 0,4 % de la potencia de 16,19 kWp

- **Pérdidas en cableado de CA**

En este caso hay que tener en cuenta que la salida del inversor es en trifásica y tiene una intensidad nominal de salida de 23,9 A. Sabiendo que va a existir un conductor por fase, las pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de corriente alterna (W) se calculan empleando la siguiente fórmula análoga a la del caso anterior:

$$P_{cab_{CA}} = \frac{3 \cdot \rho \cdot L}{S} \cdot I_{n_{inv}}^2 = \frac{3 \cdot 0,023 \cdot 25}{10} \cdot 23,9^2 = 98,53 \text{ W}$$

Estas pérdidas suponen un 0,61 % de la potencia de 16,19 kWp.

En conclusión, las pérdidas totales correspondientes al cableado suponen un 1,01 % de la potencia total instalada.

### 1.2.10.2 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia si su temperatura es superior a la de condiciones estándar de medida. Como se ha visto con anterioridad, la temperatura de operación de los módulos FV no solo depende de los factores ambientales de irradiancia y temperatura ambiente, sino que también de cómo estén colocados o aireados por la parte posterior. Por tanto, lo primero de todo será calcular la temperatura de las células fotovoltaicas:

$$T_c = 5 + T_{amb} + G \cdot \frac{T_{ONC} - 20}{800}$$

Donde:

- $T_c$  es la  $T^a$  de trabajo de la célula en ( $^{\circ}\text{C}$ )
- $T_{amb}$  es la  $T^a$  ambiente
- TONC es la  $T^a$  de operación nominal de la célula ( $^{\circ}\text{C}$ )
- $G$  es la irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

Como los módulos FV se instalarán en superposición en el tejado utilizando soportes coplanares, se corrige la fórmula anterior en  $5^{\circ}\text{C}$  tal y como menciona el PCT del IDAE.

En segundo lugar, las pérdidas por temperatura de los módulos FV se pueden calcular de la siguiente forma:

$$\text{Pérdidas por } T^a (\%) = \delta \cdot (T_c - 25)$$

$\delta$  ( $1/^{\circ}\text{C}$ ) es el coeficiente de pérdidas de potencia por la variación de la temperatura de los módulos (0,0029 en este caso).

Si  $T_c$  se encuentra por encima de  $25^{\circ}\text{C}$ , beneficiaría la producción. Por esto, es mejor representar las pérdidas por  $T^a$  como un rendimiento:

$$\text{Rend}_{T^a} = 1 - \delta \cdot (T_c - 25)$$

Es importante señalar, que estas pérdidas, al depender del recurso solar y de los datos ambientales del emplazamiento, se han calculado para cada una de las horas de un año. En concreto, tanto el cálculo de las pérdidas por temperatura, como el cálculo de la producción estimada, se ha realizado para las 8760 horas del año 2020, ya que son los datos más recientes que se tienen de la base de datos de PVGIS.

De forma resumida, se han obtenido los datos horarios de irradiancia y temperatura ambiente más recientes y a partir de ellos se ha calculado la temperatura de las células y el rendimiento debido a la variación de su temperatura con respecto a las condiciones STC empleando las fórmulas anteriores.

### 1.2.10.3 OTROS FACTORES DE PÉRDIDAS

- **Pérdidas por rendimiento del inversor:** según el fabricante, el inversor tiene una eficiencia del 98 %. Por tanto, las pérdidas son del 2 %.
- **Pérdidas por dispersión de parámetros entre módulos:** se originan por el conexionado de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes, de manera que, si se conectan varios módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. Esto supone que la potencia de un generador FV sea inferior a la suma de las potencias de cada uno de los módulos que lo componen. Se utilizará el valor medio anual estimado que recomienda el PCT del IDAE. Así pues, las pérdidas se estiman en un 2 %.
- **Pérdidas por polvo y suciedad:** se producen al depositarse polvo y suciedad en la superficie de los módulos, lo que disminuye la potencia del generador FV. Estas pérdidas se estiman en un 3 %.

- **Pérdidas por reflectancia angular espectral:** la potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante, en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas. Según el PCT del IDAE, estas pérdidas tienen un valor medio anual estimado del 3 %.
- **Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia:** se estima un 2 % de pérdidas al no poder el inversor operar en el punto de máxima potencia de un modo ideal. Un error en el seguimiento de este punto implica una pérdida de generación de energía.

#### 1.2.10.4 PÉRDIDAS TOTALES Y FACTOR DE RENDIMIENTO

Una vez que se han calculado todas las pérdidas del sistema, se puede obtener el rendimiento ligado a cada una de ellas de la siguiente manera:

$$\text{Rendimiento} = \frac{100 - \text{pérdidas (\%)}}{100}$$

A partir de aquí, conociendo las pérdidas totales del sistema de autoconsumo se puede obtener el factor de rendimiento (PR) para cada uno de los meses del año. Hay que tener en cuenta que la instalación está dividida en 2 partes. Una parte del generador fotovoltaico se encuentra en la cubierta suroeste y otra en la sureste. Así pues, en las siguientes tablas se muestra el rendimiento energético de cada una de las cubiertas por meses:

Mes	Rend_T <sup>a</sup>	Rend_inv	Rend_cab	Rend_pol	Rend_dis	Rend_ref	Rend_MPPT	PR
Enero	0,990	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,868
Febrero	0,973	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,853
Marzo	0,977	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,856
Abril	0,975	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,855
Mayo	0,947	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,830
Junio	0,940	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,824
Julio	0,925	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,811
Agosto	0,924	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,810
Septiembre	0,942	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,826
Octubre	0,956	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,838
Noviembre	0,973	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,853
Diciembre	0,985	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,864
<b>Promedio</b>	<b>0,959</b>	<b>0,98</b>	<b>0,99</b>	<b>0,97</b>	<b>0,98</b>	<b>0,97</b>	<b>0,98</b>	<b>0,841</b>

Figura 1.2.38. Factor de rendimiento de la cubierta suroeste

Mes	Rend_T <sup>a</sup>	Rend_inv	Rend_cab	Rend_pol	Rend_dis	Rend_ref	Rend_MPPT	PR
Enero	0,984	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,862
Febrero	0,969	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,849
Marzo	0,974	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,854
Abril	0,973	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,853
Mayo	0,946	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,829
Junio	0,939	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,824
Julio	0,924	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,810
Agosto	0,923	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,809
Septiembre	0,939	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,823
Octubre	0,951	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,834
Noviembre	0,968	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,848
Diciembre	0,979	0,98	0,99	0,97	0,98	0,97	0,98	0,858
<b>Promedio</b>	<b>0,956</b>	<b>0,98</b>	<b>0,99</b>	<b>0,97</b>	<b>0,98</b>	<b>0,97</b>	<b>0,98</b>	<b>0,838</b>

Figura 1.2.39. Factor de rendimiento de la cubierta sureste

### 1.2.11 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN FV ANUAL ESPERADA

En primer lugar, hay que tener en cuenta que el análisis de la producción se tiene que hacer para los módulos fotovoltaicos que tengan la misma orientación e inclinación. Como se ha comentado con anterioridad, 15 paneles solares se instalarán en la cubierta con orientación sureste y 24 en la que tiene orientación suroeste. Así pues, se deben de hacer 2 análisis de la producción fotovoltaica, uno para la cubierta sureste (inclinación 25° y acimut -30°) y otro para la suroeste (inclinación 25° y acimut 60°), y luego juntar los resultados.

Es importante señalar que los cálculos se han realizado para las 8760 horas del año 2020, ya que son los datos más recientes que se tienen de la base de datos de PVGIS. Por tanto, lo primero de todo es obtener el recurso solar, es decir, los datos horarios de radiación y los datos ambientales del emplazamiento en cuestión para cada una de las horas de ese año.

En los análisis que se mostrarán más adelante, también se muestran los resultados del cálculo de la temperatura de trabajo de la células fotovoltaicas ( $T_c$ ) y del rendimiento del sistema debido a las variaciones de esta temperatura con respecto a las condiciones estándar de medida ( $Rend_{T^a}$ ).

En cuanto a la potencia fotovoltaica, se calculará de la siguiente forma:

$$P_{FV} (W) = \frac{P_{inst}(W) \cdot PR \cdot G (W/m^2)}{1000 (W/m^2)}$$

$$PR = Rend_{T^a} \cdot Rend_{inv} \cdot Rend_{cab} \cdot Rend_{pol} \cdot Rend_{dis} \cdot Rend_{ref} \cdot Rend_{MPTT}$$

Donde:

- PR es el rendimiento energético de la instalación solar fotovoltaica, en el cual se tienen en cuenta todas las pérdidas energéticas que afectan al funcionamiento de ésta.
- $P_{inst}$  es la potencia fotovoltaica instalada en  $W_p$ .
- G es la irradiancia solar en  $W/m^2$ .

Al mismo tiempo, se ha obtenido la potencia fotovoltaica mediante PVGIS para comprobar los resultados obtenidos.

Además, como la potencia FV se ha calculado para cada hora del año, la energía inyectada a cada hora es la siguiente:

$$E_{FV} (Wh) = P_{FV}(W) \cdot t (h) = P_{FV} \cdot 1$$

A lo largo de los siguientes apartados se verán los resultados obtenidos.

### 1.2.11.1 PRODUCCIÓN CUBIERTA SUROESTE

En la zona de la cubierta con acimut  $60^\circ$ , los datos de partida son los siguientes:

P_inst (kWp)	6,23
TONC (°C)	45
Área instalación (m2)	28,76
$\delta$ (1/°C)	0,0029
Rend_inv	0,98
Rend_cab	0,99
Rend_pol	0,97
Rend_dis	0,98
Rend_ref	0,97
Rend_MPPT	0,98
FI	0,87

Figura 1.2.40. Datos de partida cubierta SO

A continuación, se muestra un extracto del cálculo de la producción para cada hora del año 2020:

Mes	Día	Hora	G (W/m2)	Tamb (°C)	Tc (°C)	Rend_T <sup>a</sup>	E_FV (Wh)	E_FV_PVGIS (Wh)
Enero	1	1:00	0,00	4,98	9,98	1,04	0,00	0,00
Enero	1	2:00	0,00	3,99	8,99	1,05	0,00	0,00
Enero	1	3:00	0,00	3,04	8,04	1,05	0,00	0,00
Enero	1	4:00	0,00	2,62	7,62	1,05	0,00	0,00
Enero	1	5:00	0,00	2,55	7,55	1,05	0,00	0,00
Enero	1	6:00	0,00	2,71	7,71	1,05	0,00	0,00
Enero	1	7:00	0,00	2,92	7,92	1,05	0,00	0,00
Enero	1	8:00	0,00	2,54	7,54	1,05	0,00	0,00
Enero	1	9:00	32,63	2,66	8,68	1,05	186,49	109,68
Enero	1	10:00	171,29	5,82	16,17	1,03	958,67	643,79
Enero	1	11:00	364,42	9,49	25,88	1,00	1983,59	1797,41
Enero	1	12:00	545,50	11,78	33,83	0,97	2900,62	2768,20
Enero	1	13:00	659,37	13,16	38,77	0,96	3454,58	3331,43
Enero	1	14:00	692,66	14,00	40,65	0,95	3608,38	3503,37
Enero	1	15:00	684,08	14,39	40,77	0,95	3562,36	3484,38
Enero	1	16:00	517,58	14,24	35,41	0,97	2739,16	2677,62
Enero	1	17:00	306,29	13,48	28,05	0,99	1656,65	1567,08
Enero	1	18:00	0,00	11,96	16,96	1,02	0,00	0,00
Enero	1	19:00	0,00	9,90	14,90	1,03	0,00	0,00
Enero	1	20:00	0,00	9,28	14,28	1,03	0,00	0,00
Enero	1	21:00	0,00	8,56	13,56	1,03	0,00	0,00
Enero	1	22:00	0,00	8,08	13,08	1,03	0,00	0,00
Enero	1	23:00	0,00	7,52	12,52	1,04	0,00	0,00
Enero	1	0:00	0,00	6,02	11,02	1,04	0,00	0,00

Figura 1.2.41. Extracto producción cubierta SO

Los resultados anuales obtenidos son los siguientes:

Análisis energético	
Ga (kWh/m <sup>2</sup> ·año)	1947,48
E_FV (kWh/año)	9873,21
Rend	17,63%
HSP (h)	1947,48
E_FV,max (kWh/año)	12123,05
PR	81,44%
Pérdidas totales	18,56%
E_FV,PVGIS (kWh/año)	9380,36
Rend_PVGIS	16,75%

Figura 1.2.42. Producción anual estimada cubierta SO

#### 1.2.11.2 PRODUCCIÓN CUBIERTA SURESTE

En la zona de la cubierta con acimut -30°, los datos de partida son los siguientes:

P_inst (kWp)	9,96
TONC (°C)	45
Área instalación (m <sup>2</sup> )	46,01
$\delta$ (1/°C)	0,0029
Rend_inv	0,98
Rend_cab	0,99
Rend_pol	0,97
Rend_dis	0,98
Rend_ref	0,97
Rend_MPPT	0,98
FI	0,97

Figura 1.2.43. Datos de partida cubierta SE

De forma totalmente análoga al apartado anterior, se muestra un extracto del cálculo de la producción para cada hora del año 2020:

Mes	Día	Hora	G (W/m2)	Tamb (°C)	Tc (°C)	Rend_T <sup>a</sup>	E_FV (Wh)	E_FV_PVGIS (Wh)
Enero	1	1:00	0,00	4,98	9,98	1,04	0,00	0,00
Enero	1	2:00	0,00	3,99	8,99	1,05	0,00	0,00
Enero	1	3:00	0,00	3,04	8,04	1,05	0,00	0,00
Enero	1	4:00	0,00	2,62	7,62	1,05	0,00	0,00
Enero	1	5:00	0,00	2,55	7,55	1,05	0,00	0,00
Enero	1	6:00	0,00	2,71	7,71	1,05	0,00	0,00
Enero	1	7:00	0,00	2,92	7,92	1,05	0,00	0,00
Enero	1	8:00	0,00	2,54	7,54	1,05	0,00	0,00
Enero	1	9:00	328,90	2,66	17,94	1,02	2930,53	2827,94
Enero	1	10:00	580,16	5,82	28,95	0,99	5007,51	4969,24
Enero	1	11:00	711,52	9,49	36,73	0,97	6001,24	5899,61
Enero	1	12:00	810,89	11,78	42,12	0,95	6728,59	6492,33
Enero	1	13:00	790,04	13,16	42,85	0,95	6541,01	6308,37
Enero	1	14:00	683,76	14,00	40,37	0,96	5704,04	5536,86
Enero	1	15:00	545,43	14,39	36,43	0,97	4604,38	4443,95
Enero	1	16:00	315,40	14,24	29,10	0,99	2721,13	2446,18
Enero	1	17:00	105,39	13,48	21,77	1,01	928,80	556,76
Enero	1	18:00	0,00	11,96	16,96	1,02	0,00	0,00
Enero	1	19:00	0,00	9,90	14,90	1,03	0,00	0,00
Enero	1	20:00	0,00	9,28	14,28	1,03	0,00	0,00
Enero	1	21:00	0,00	8,56	13,56	1,03	0,00	0,00
Enero	1	22:00	0,00	8,08	13,08	1,03	0,00	0,00
Enero	1	23:00	0,00	7,52	12,52	1,04	0,00	0,00
Enero	1	0:00	0,00	6,02	11,02	1,04	0,00	0,00

Figura 1.2.44. Extracto producción cubierta SE

Los resultados anuales obtenidos son los siguientes:

Análisis energético	
Ga (kWh/m2·año)	2073,66
<b>E_FV (kWh/año)</b>	<b>16840,64</b>
Rend	17,65%
HSP (h)	2073,66
E_FV,max (kWh/año)	20653,68
<b>PR</b>	<b>81,54%</b>
Pérdidas totales	18,46%
E_FV,PVGIS (kWh/año)	16021,15
Rend_PVGIS	16,79%

Figura 1.2.45. Producción anual estimada cubierta SE

### 1.2.11.3 PRODUCCIÓN TOTAL ANUAL ESPERADA

En conclusión, la producción anual esperada será de unos 26.713,86 kWh y la relación entre la energía real generada y la energía máxima teórica que podría generar el sistema fotovoltaico de forma anual es de un 81,50 %.

	E_FV (kWh/año)	E_FV,max (kWh/año)	PR
<b>Cubierta_SO</b>	9873,21	12123,05	81,44%
<b>Cubierta_SE</b>	16840,64	20653,68	81,54%
<b>Total</b>	26713,86	32776,73	81,50%

Figura 1.2.46. Producción anual estimada cubierta SE

### 1.2.11.4 PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA SEGÚN EL PCT

En este apartado se verá el cálculo de la producción anual según lo dispuesto en el pliego de condiciones técnicas del IDAE de instalaciones conectadas a red. El cálculo es similar al visto en los apartados anteriores y se ha realizado para comprobar los resultados obtenidos.

Para ello, se ha obtenido el valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie horizontal (G<sub>dm</sub> (0)) y sobre la superficie con inclinación óptima (G<sub>dm</sub> (β<sub>opt</sub>)) en kWh/(m<sup>2</sup> · día) a partir de la irradiación solar mensual del año 2020:



Figura 1.2.47. Irradiación solar mensual PVGIS

El valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador se obtiene de la siguiente forma:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right] = G_{dm}(\beta_{opt}) \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right] \cdot FI$$

Donde FI es el factor de irradiación obtenido en el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación. En la cubierta SO FI=0,87 y en la cubierta SE FI=0,97.

En definitiva, la estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p (\text{kWh/día}) = \frac{P_{inst}(W) \cdot G_{dm}(\alpha, \beta) \left[ \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right] \cdot PR}{1000 \text{ W/m}^2}$$

A continuación, se presentan los valores medios mensuales y el promedio anual para cada una de las zonas de la instalación:

Cubierta Suroeste		Inclinación	25°	Acimut	60°
Mes	G <sub>dm</sub> (0) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	G <sub>dm</sub> (β <sub>opt</sub> ) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	G <sub>dm</sub> (α,β) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	E <sub>p</sub> (kWh/día)
Enero	2,72	4,80	4,18	0,87	22,57
Febrero	3,97	5,93	5,17	0,85	27,45
Marzo	4,05	5,00	4,36	0,86	23,24
Abril	5,01	5,24	4,56	0,85	24,27
Mayo	7,01	6,71	5,84	0,83	30,19
Junio	7,61	6,89	6,01	0,82	30,80
Julio	7,74	7,21	6,28	0,81	31,68
Agosto	6,86	7,02	6,11	0,81	30,82
Septiembre	5,42	6,36	5,54	0,83	28,49
Octubre	4,23	5,94	5,18	0,84	27,00
Noviembre	3,04	5,02	4,37	0,85	23,20
Diciembre	2,67	5,02	4,37	0,86	23,49
<b>Promedio</b>	<b>5,03</b>	<b>5,93</b>	<b>5,16</b>	<b>0,84</b>	<b>26,93</b>

Figura 1.2.48. Energía FV diaria media generada mensualmente cubierta SO

Cubierta Sureste		Inclinación	25°	Acimut	-30°
Mes	Gdm (0) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	Gdm (βopt) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	Gdm (α,β) [kWh/(m <sup>2</sup> ·día)]	PR	Ep (kWh/día)
Enero	2,72	4,80	4,63	0,86	39,78
Febrero	3,97	5,93	5,73	0,85	48,49
Marzo	4,05	5,00	4,83	0,85	41,11
Abril	5,01	5,24	5,06	0,85	42,97
Mayo	7,01	6,71	6,48	0,83	53,50
Junio	7,61	6,89	6,66	0,82	54,60
Julio	7,74	7,21	6,96	0,81	56,13
Agosto	6,86	7,02	6,78	0,81	54,61
Septiembre	5,42	6,36	6,14	0,82	50,38
Octubre	4,23	5,94	5,74	0,83	47,66
Noviembre	3,04	5,02	4,84	0,85	40,93
Diciembre	2,67	5,02	4,84	0,86	41,39
<b>Promedio</b>	<b>5,03</b>	<b>5,93</b>	<b>5,72</b>	<b>0,84</b>	<b>47,63</b>

Figura 1.2.49. Energía FV diaria media generada mensualmente cubierta SE

Como resultado, en la siguiente tabla se recogen los resultados mensuales de energía generada:

	Ep_SO (kWh)	Ep_SE (kWh)	Ep_total (kWh)
Enero	699,63	1233,10	1932,74
Febrero	768,73	1357,60	2126,32
Marzo	720,39	1274,43	1994,81
Abril	728,14	1289,04	2017,18
Mayo	935,95	1658,37	2594,32
Junio	923,91	1637,97	2561,88
Julio	982,10	1740,05	2722,15
Agosto	955,49	1693,04	2648,54
Septiembre	854,68	1511,47	2366,15
Octubre	836,89	1477,34	2314,23
Noviembre	695,91	1227,90	1923,80
Diciembre	728,11	1282,97	2011,08
<b>Total</b>	<b>9829,94</b>	<b>17383,27</b>	<b>27213,20</b>

Figura 1.2.50. Energía FV generada mensualmente

### 1.2.12 COEFICIENTES DE REPARTO

Como se ha comentado anteriormente, el coeficiente de reparto será el mismo para cada una de las viviendas. En cuanto al coeficiente de reparto de los servicios generales del edificio, se establecerá de manera que la energía FV producida pueda cubrir el valor medio anual del consumo horario de los servicios comunes (0,145 kWh) entre las 9:00 y las 17:00 que es cuando existe una mayor producción.

Para hacer esta estimación, se ha empleado el consumo y la producción media horaria. De forma que, el coeficiente de reparto de los servicios generales del edificio ( $\beta_{\text{comunes}}$ ) se obtiene de la siguiente forma:

$$\beta_{\text{comunes}} = \frac{0,145}{E_{\text{FVtotal}}} \cdot 100$$

A partir de los datos presentados en la figura 1.1.12. se obtienen los siguientes resultados:

Hora	$\beta_{\text{comunes}}$	$\beta_{\text{residencial}}$	$\beta_{\text{vivienda}}$
9:00	3,18%	96,82%	16,14%
10:00	2,14%	97,86%	16,31%
11:00	1,69%	98,31%	16,38%
12:00	1,50%	98,50%	16,42%
13:00	1,48%	98,52%	16,42%
14:00	1,53%	98,47%	16,41%
15:00	1,76%	98,24%	16,37%
16:00	2,23%	97,77%	16,30%
17:00	3,49%	96,51%	16,09%

Figura 1.2.51. Estimación de los coeficientes de reparto

Para terminar, los coeficientes de reparto que se establecerán son los siguientes:

Coeficientes de reparto		
$\beta_{\text{comunes}}$	$\beta_{\text{residencial}}$	$\beta_{\text{vivienda}}$
3,52%	96,48%	16,08%

Figura 1.2.52. Coeficientes de reparto establecidos

### 1.3 ANEXOS

**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

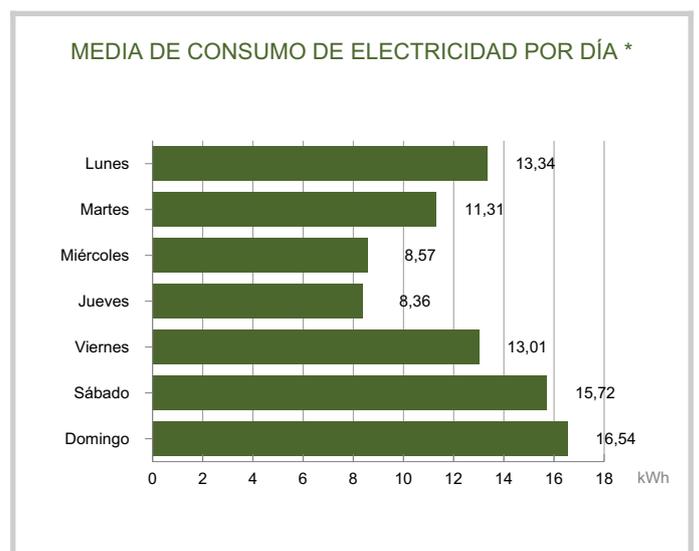
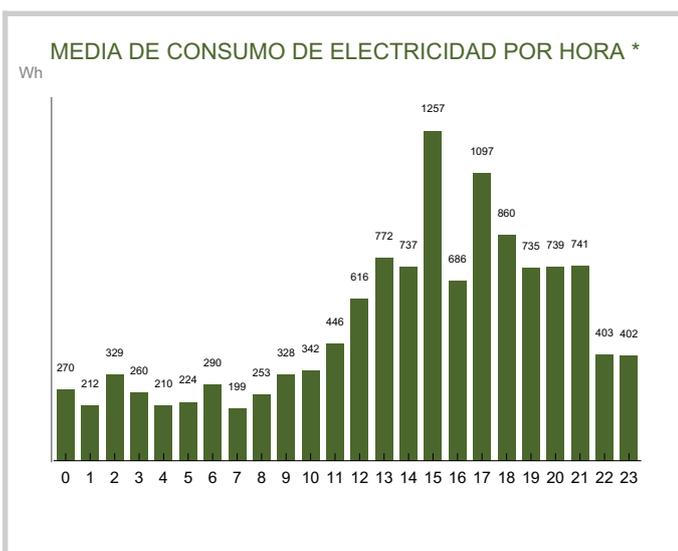
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 30,22 €
- Consumo | 86 kWh \*
- Número de factura | emitida el 10 de Agosto de 2022
- Periodo de facturación | del 21 de Junio de 2022 al 27 de Junio de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Apaga siempre la cocina y horno antes de salir de casa.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Martes 21 Jun.	222	173	515	122	141	114	435	256	143	263	177	1.227	743	485	803	586	1.424	1.197	348	360	400	289	672	211	11,3
Miércoles 22 Jun.	127	200	192	147	144	454	216	148	160	140	185	731	161	265	323	439	310	821	578	618	520	874	297	517	8,6
Jueves 23 Jun.	562	201	198	180	175	148	607	151	206	244	1.130	168	142	137	342	686	241	379	449	268	640	346	395	369	8,4
Viernes 24 Jun.	290	215	173	535	178	154	234	288	641	196	291	385	217	300	466	2.118	600	1.311	1.633	426	496	1.171	357	336	13
Sábado 25 Jun.	252	262	612	210	170	167	159	157	215	711	254	241	818	1.465	1.235	1.724	1.396	1.874	1.152	507	704	798	334	301	15,7
Domingo 26 Jun.	196	203	185	274	395	336	165	243	193	184	197	191	1.421	1.505	1.582	2.139	622	1.212	1.060	1.122	1.323	1.039	388	361	16,5
Lunes 27 Jun.	241	229	427	353	265	195	214	151	210	556	158	179	810	1.250	406	1.109	206	887	802	1.841	1.087	673	378	717	13,3
<b>Total (kWh)</b>	1,9	1,5	2,3	1,8	1,5	1,6	2	1,4	1,8	2,3	2,4	3,1	4,3	5,4	5,2	8,8	4,8	7,7	6	5,1	5,2	5,2	2,8	2,8	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

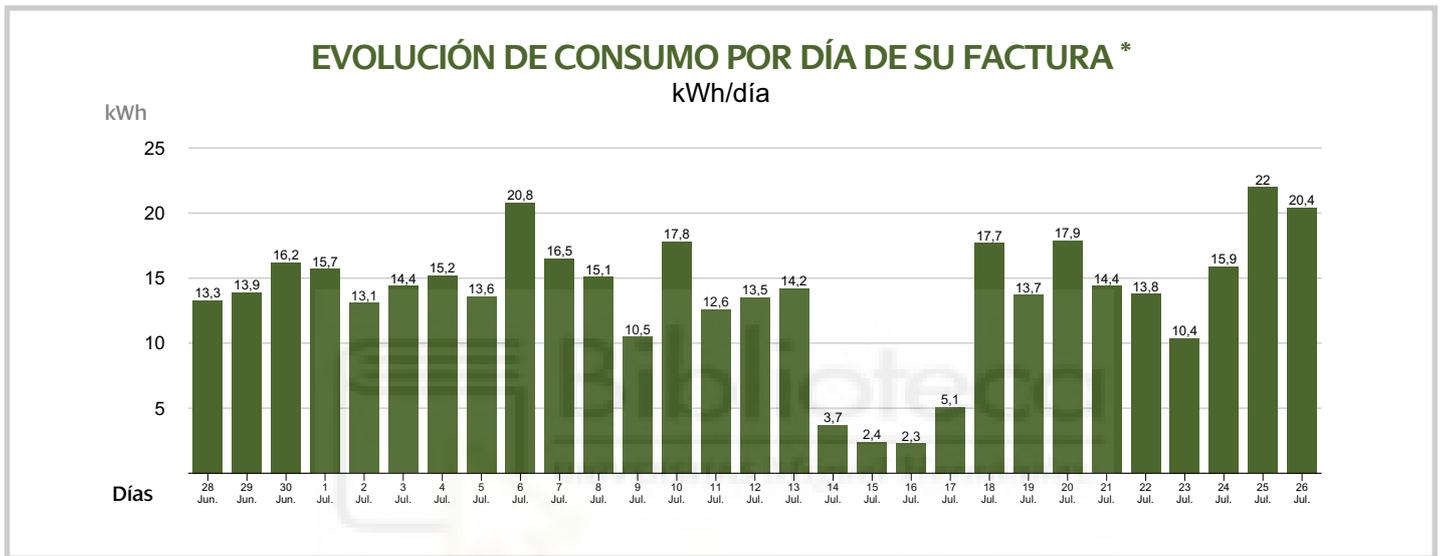
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

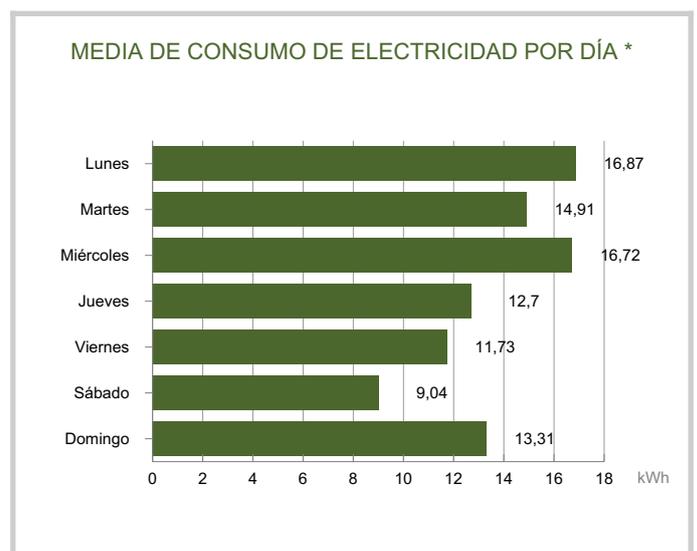
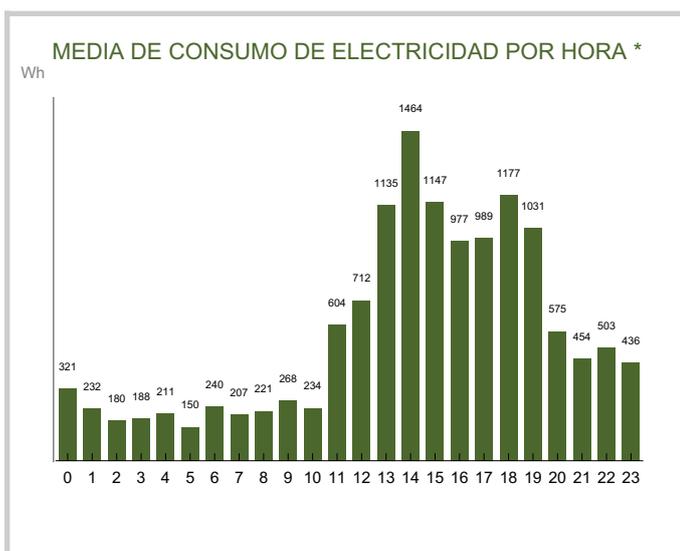
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 144,05 €
- Consumo | 396 kWh \*
- Número de factura | emitida el 16 de Agosto de 2022
- Periodo de facturación | del 28 de junio de 2022 al 26 de julio de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Mantén la caldera en buen estado y ahorrarás hasta el 22% del consumo de gas.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Martes 28 Jun.	267	206	182	247	212	180	732	293	157	151	394	860	263	609	2.179	1.291	275	1.407	1.086	957	429	347	377	238	13,3
Miércoles 29 Jun.	368	445	211	206	254	194	167	222	238	543	206	193	437	1.068	1.760	854	477	1.056	2.216	504	501	1.159	374	293	13,9
Jueves 30 Jun.	540	159	156	170	208	153	255	363	105	167	126	132	695	1.845	1.778	1.932	776	734	1.484	1.877	1.183	893	158	284	16,2
Viernes 1 Jul.	202	517	147	143	141	185	197	106	462	99	168	124	1.368	1.938	1.083	1.459	891	777	410	1.424	1.211	1.386	960	289	15,7
Sábado 2 Jul.	337	169	145	156	145	474	105	103	230	252	113	1.676	1.383	596	1.565	1.202	1.155	819	475	384	191	742	340	300	13,1
Domingo 3 Jul.	249	241	189	159	509	162	113	145	162	804	532	498	650	554	983	132	1.357	1.201	1.533	1.548	828	495	657	733	14,4
Lunes 4 Jul.	286	221	199	196	525	136	146	104	169	556	115	131	238	1.451	949	1.159	1.215	1.472	1.349	1.324	676	641	1.435	472	15,2
Martes 5 Jul.	164	230	161	143	131	229	502	205	108	145	557	258	1.206	1.521	1.271	960	1.012	983	848	903	621	250	346	825	13,6
Miércoles 6 Jul.	175	151	228	546	177	146	143	213	599	149	212	1.433	1.438	1.826	2.424	2.580	2.133	1.120	2.037	1.607	259	216	496	501	20,8
Jueves 7 Jul.	326	266	236	220	149	149	592	150	136	246	179	1.661	866	1.687	1.268	1.246	1.245	1.198	1.224	1.811	975	210	153	350	16,5
Viernes 8 Jul.	738	184	111	105	100	98	506	109	89	90	249	786	219	1.212	1.033	814	541	2.067	1.833	1.948	1.320	346	278	274	15,1
Sábado 9 Jul.	527	185	143	116	138	108	106	164	447	284	293	210	477	1.809	1.354	773	787	849	923	129	110	110	184	256	10,5
Domingo 10 Jul.	609	165	214	166	119	112	102	462	161	213	126	308	1.015	2.934	2.941	1.221	951	1.132	2.008	1.620	139	146	644	274	17,8
Lunes 11 Jul.	106	173	141	130	466	104	217	154	133	125	410	917	724	780	1.224	1.758	1.360	616	1.266	592	107	604	251	246	12,6
Martes 12 Jul.	128	184	169	133	390	170	149	207	135	108	166	1.744	209	93	304	2.516	1.760	1.188	1.334	309	401	278	451	1.001	13,5
Miércoles 13 Jul.	323	118	180	514	121	112	108	183	184	699	108	232	267	158	3.378	1.168	1.172	1.454	1.222	851	147	107	874	543	14,2
Jueves 14 Jul.	327	195	182	146	480	123	116	133	199	180	245	162	127	124	96	93	92	107	104	101	101	93	92	92	3,7
Viernes 15 Jul.	93	92	92	92	91	98	99	98	98	98	91	90	167	123	99	91	90	91	91	90	92	96	100	101	2,4
Sábado 16 Jul.	100	95	91	92	91	93	92	92	95	101	101	100	96	91	91	92	91	91	91	93	100	101	101	99	2,3
Domingo 17 Jul.	93	92	92	93	92	91	97	102	101	101	94	91	92	164	128	97	91	91	91	98	104	123	1.372	1.490	5,1
Lunes 18 Jul.	551	155	346	311	145	178	137	236	451	278	322	1.465	1.861	1.086	1.672	1.115	924	967	2.674	1.216	127	370	379	748	17,7
Martes 19 Jul.	259	201	149	113	120	120	569	96	94	184	203	1.247	1.577	2.376	1.968	509	484	666	797	713	332	264	301	337	13,7
Miércoles 20 Jul.	733	192	142	140	132	110	107	539	279	177	153	597	181	1.474	3.718	1.583	888	1.295	1.300	1.910	1.221	281	323	413	17,9
Jueves 21 Jul.	203	511	138	117	133	110	223	290	364	137	123	299	501	1.266	1.391	1.720	647	830	2.440	1.105	485	526	615	184	14,4
Viernes 22 Jul.	134	174	128	119	452	106	175	174	210	447	304	152	155	1.749	3.370	1.327	1.158	1.603	198	170	521	244	418	317	13,8
Sábado 23 Jul.	773	123	151	117	180	154	184	435	188	394	750	673	466	762	693	718	218	233	310	296	538	437	981	582	10,4
Domingo 24 Jul.	240	367	495	117	113	193	154	388	285	596	154	1.106	2.278	1.580	387	438	347	495	330	3.082	789	1.286	408	312	15,9
Lunes 25 Jul.	272	690	157	119	183	157	672	131	123	140	118	160	799	1.306	179	1.172	3.347	2.833	3.242	2.071	2.028	1.053	827	222	22
Martes 26 Jul.	177	229	242	520	132	118	188	109	406	320	183	202	899	739	3.161	3.251	2.836	1.292	1.223	1.160	1.148	364	681	853	20,4
<b>Total (kWh)</b>	9,3	6,7	5,2	5,4	6,1	4,4	7	6	6,4	7,8	6,8	17,5	20,7	32,9	42,4	33,3	28,3	28,7	34,1	29,9	16,7	13,2	14,6	12,6	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

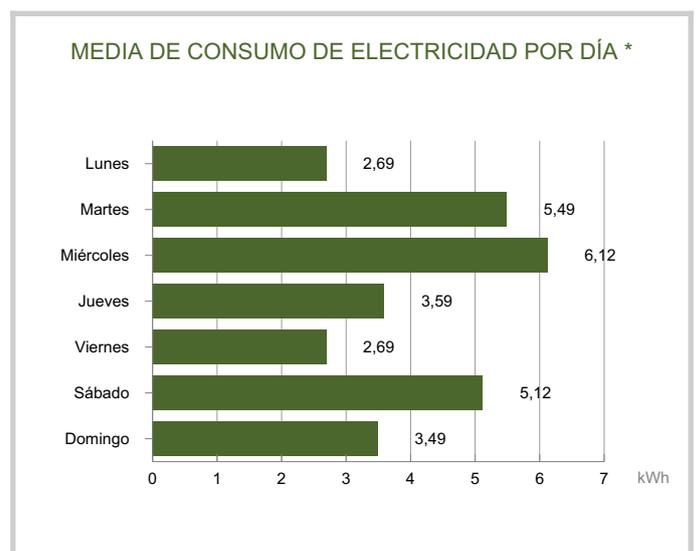
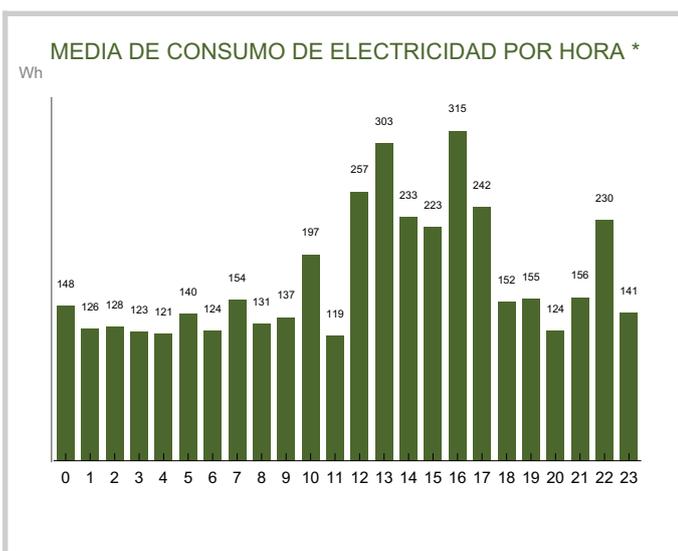
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 66,41 €
- Consumo | 138 kWh \*
- Número de factura | emitida el 2 de Septiembre de 2022
- Periodo de facturación | del 27 de julio de 2022 al 28 de Agosto de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Ajusta la temperatura de calefacción en cada zona de tu vivienda.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Días	Horas (Wh)																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 27 Jul.	312	202	192	129	120	475	159	198	181	841	186	210	2.155	3.188	2.473	1.487	1.852	1.160	1.271	1.415	446	293	674	372	20
Jueves 28 Jul.	772	210	173	193	147	389	264	226	266	255	2.750	149	119	109	112	110	182	143	123	111	111	105	104	112	7,2
Viernes 29 Jul.	113	111	137	115	124	111	109	107	115	121	116	107	108	107	106	107	107	109	174	138	114	116	113	111	2,8
Sábado 30 Jul.	112	110	114	116	119	117	110	110	109	109	108	108	108	109	118	2.376	3.297	1.614	134	109	107	1.319	3.400	790	14,8
Domingo 31 Jul.	482	473	545	417	386	445	334	1.364	586	171	142	110	104	114	108	110	112	105	102	103	103	117	107	116	6,8
Lunes 1 Ag.	117	109	106	102	105	104	109	117	115	106	103	102	101	106	118	112	102	104	102	101	115	118	110	106	2,6
Martes 2 Ag.	104	104	104	109	117	117	108	105	105	104	169	147	108	113	113	113	114	106	104	104	105	105	119	120	2,7
Miércoles 3 Ag.	107	107	107	106	105	108	118	116	111	106	105	105	105	104	116	118	106	104	105	103	105	116	119	114	2,6
Jueves 4 Ag.	107	105	106	108	106	116	120	116	107	107	107	170	145	110	111	111	113	119	119	108	107	109	108	107	2,7
Viernes 5 Ag.	109	111	119	120	111	107	107	106	105	105	112	115	116	109	105	106	105	103	105	113	114	118	106	107	2,6
Sábado 6 Ag.	106	107	106	106	113	116	117	112	106	106	105	103	169	143	119	113	113	112	106	107	105	106	106	106	2,7
Domingo 7 Ag.	107	118	117	112	108	107	106	108	106	106	105	114	116	115	103	103	103	104	103	114	116	114	105	105	2,6
Lunes 8 Ag.	105	106	107	106	118	116	114	107	107	105	105	104	104	173	143	122	114	113	112	110	108	107	107	106	2,7
Martes 9 Ag.	106	106	109	119	118	108	106	106	106	104	103	115	117	112	105	104	103	105	106	113	118	115	105	107	2,6
Miércoles 10 Ag.	108	107	106	107	111	118	117	111	107	107	105	105	107	105	170	140	128	115	110	108	109	108	107	108	2,7
Jueves 11 Ag.	107	107	116	118	116	107	107	107	105	108	109	117	118	110	106	106	106	105	107	117	116	115	114	108	2,7
Viernes 12 Ag.	110	109	107	109	108	109	117	118	116	107	108	106	106	107	107	174	141	132	112	111	115	112	111	110	2,8
Sábado 13 Ag.	108	109	108	108	109	116	119	120	109	109	110	108	108	107	113	119	118	107	108	108	109	108	109	111	2,7
Domingo 14 Ag.	119	117	116	109	111	110	109	110	110	111	118	120	112	109	110	107	161	147	131	115	114	114	113	111	2,8
Lunes 15 Ag.	112	112	111	112	111	110	111	112	117	119	117	115	109	108	109	107	109	107	177	139	113	115	114	113	2,8
Martes 16 Ag.	113	116	116	120	117	111	111	110	108	110	239	222	2.832	3.346	1.726	129	1.838	1.829	171	140	113	112	108	108	14
Miércoles 17 Ag.	108	107	107	113	115	114	115	110	107	107	105	105	105	103	103	114	115	112	113	105	106	106	106	105	2,6
Jueves 18 Ag.	107	105	115	114	113	114	109	108	107	106	105	104	103	103	111	112	112	111	110	162	138	112	113	111	2,7
Viernes 19 Ag.	111	109	109	108	108	106	106	108	113	111	110	110	112	106	104	103	105	106	104	105	106	112	113	112	2,6
Sábado 20 Ag.	113	110	107	107	106	107	107	107	106	105	106	111	112	112	111	103	103	104	104	105	170	141	110	110	2,7
Domingo 21 Ag.	107	108	107	107	107	107	115	110	112	113	107	105	104	104	102	102	102	107	110	112	112	106	105	104	2,6
Lunes 22 Ag.	105	106	106	106	104	106	111	112	113	112	105	103	103	102	102	102	107	129	113	112	105	166	138	111	2,7
Martes 23 Ag.	111	109	108	107	107	109	108	106	110	111	111	111	111	107	105	106	105	105	104	106	108	109	114	112	2,6
Miércoles 24 Ag.	112	113	107	108	107	107	107	106	106	105	105	106	111	113	111	107	104	105	106	106	107	107	175	144	2,7
Jueves 25 Ag.	113	113	111	111	109	109	107	108	112	111	113	113	107	104	104	104	103	105	104	106	111	114	113	112	2,6
Viernes 26 Ag.	113	108	108	108	108	108	108	106	106	106	105	106	109	112	111	112	112	112	106	106	108	106	107	172	2,7
Sábado 27 Ag.	142	112	111	112	109	108	108	107	115	113	112	111	108	105	104	105	105	143	146	126	116	118	109	107	2,8
Domingo 28 Ag.	106	107	106	109	116	116	113	106	116	105	104	103	113	114	113	104	104	103	104	173	139	117	113	110	2,7
<b>Total (kWh)</b>	4,9	4,2	4,2	4,1	4	4,6	4,1	5,1	4,3	4,5	6,5	3,9	8,5	10	7,7	7,3	10,4	8	5	5,1	4,1	5,2	7,6	4,7	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

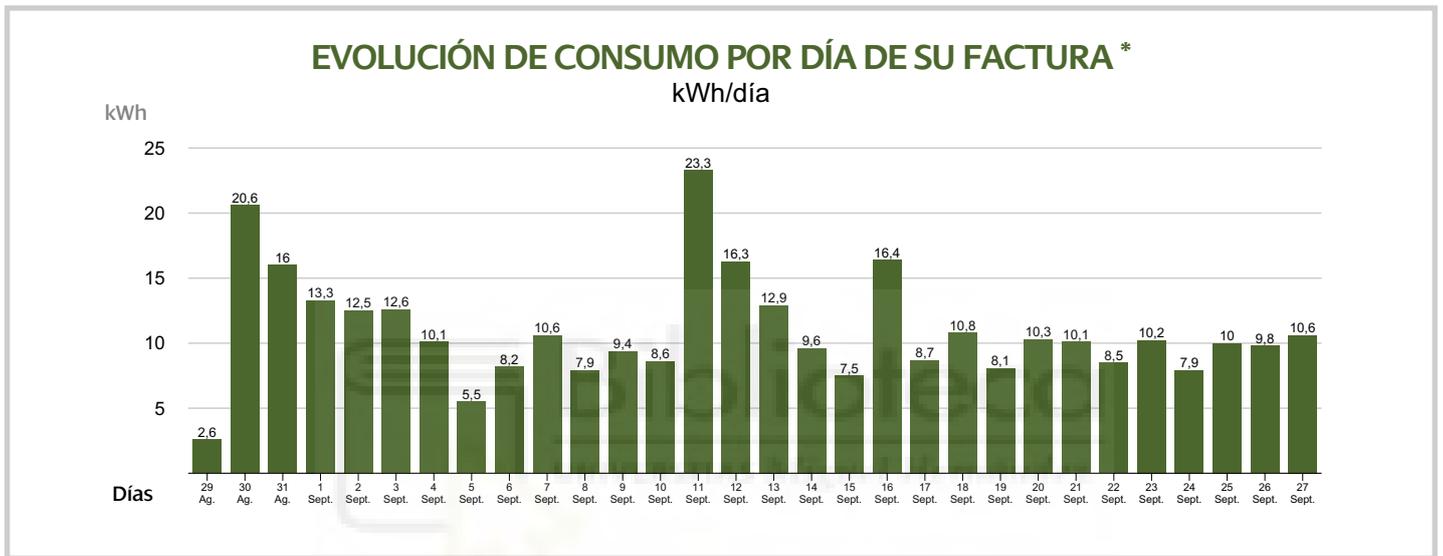
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

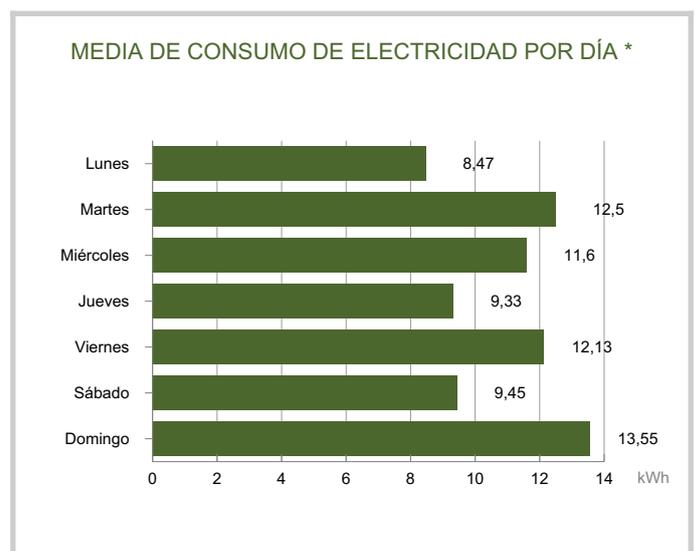
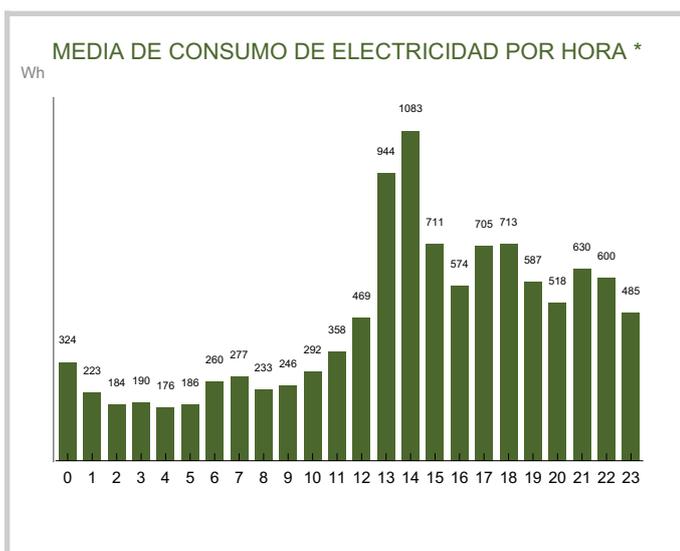
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 97,42 €
- Consumo | 329 kWh \*
- Número de factura | emitida el 4 de Octubre de 2022
- Periodo de facturación | del 29 de Agosto de 2022 al 27 de Septiembre de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Limita el uso del prelavado de la lavadora a las prendas muy sucias.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Lunes 29 Ag.	108	108	107	107	107	118	113	116	106	105	105	104	103	103	113	116	115	106	104	107	106	105	106	108	2,6
Martes 30 Ag.	116	119	110	104	104	105	104	112	118	112	103	100	1.007	2.366	2.988	1.785	1.675	1.684	1.422	1.440	1.619	1.182	1.122	971	20,6
Miércoles 31 Ag.	412	273	329	205	224	417	125	192	194	225	551	1.065	188	1.744	1.778	502	2.230	1.036	1.090	976	593	725	445	500	16
Jueves 1 Sept.	300	161	141	514	135	125	121	180	354	823	149	143	124	130	1.626	2.055	1.139	1.035	996	928	1.150	287	372	345	13,3
Viernes 2 Sept.	798	282	147	131	121	158	609	221	214	234	119	208	741	215	809	311	753	2.920	1.620	196	221	391	377	719	12,5
Sábado 3 Sept.	402	252	166	156	187	164	19	9	83	190	237	255	510	827	2.096	1.446	1.207	1.135	1.017	963	452	194	313	327	12,6
Domingo 4 Sept.	370	152	136	134	126	125	195	165	165	197	154	205	245	467	188	157	119	995	2.264	1.893	575	300	408	343	10,1
Lunes 5 Sept.	194	130	167	124	136	130	329	268	142	124	141	166	116	111	589	278	152	290	179	141	182	532	553	351	5,5
Martes 6 Sept.	176	135	156	142	129	121	313	240	170	210	749	406	216	858	1.188	298	246	266	256	246	240	465	561	379	8,2
Miércoles 7 Sept.	313	170	170	166	157	198	340	271	171	119	170	832	281	216	288	178	195	254	559	1.065	1.230	1.339	1.322	623	10,6
Jueves 8 Sept.	179	164	292	203	157	135	472	268	295	115	157	452	188	461	629	307	298	145	396	439	498	546	422	688	7,9
Viernes 9 Sept.	309	348	167	298	134	132	470	219	306	176	678	604	424	604	1.174	441	305	319	293	324	230	640	348	496	9,4
Sábado 10 Sept.	308	315	152	128	282	125	127	132	382	178	153	453	122	444	922	521	504	312	555	1.046	430	276	380	391	8,6
Domingo 11 Sept.	205	300	139	132	302	159	128	354	268	161	176	347	447	2.600	3.598	3.053	1.534	2.440	2.529	1.758	333	563	1.275	466	23,3
Lunes 12 Sept.	371	169	300	126	202	323	349	400	147	322	510	317	337	1.873	2.967	2.596	840	1.046	643	121	340	990	408	636	16,3
Martes 13 Sept.	157	318	128	196	308	125	126	332	294	179	354	656	1.358	1.237	1.641	507	317	464	384	436	660	1.360	775	539	12,9
Miércoles 14 Sept.	440	214	318	167	154	304	344	633	376	150	287	124	138	1.098	371	394	239	429	241	443	528	698	810	747	9,6
Jueves 15 Sept.	390	359	128	124	301	132	486	394	186	150	433	111	283	491	391	305	175	327	381	191	365	476	386	579	7,5
Viernes 16 Sept.	414	342	141	128	284	119	321	321	360	250	422	142	553	2.354	1.864	1.446	1.542	1.433	1.465	294	825	521	375	487	16,4
Sábado 17 Sept.	152	307	188	332	122	289	116	269	430	150	148	624	526	668	706	323	488	308	628	278	441	337	513	336	8,7
Domingo 18 Sept.	332	270	131	308	124	175	338	128	254	335	134	392	1.032	996	992	469	288	456	344	478	392	882	1.200	360	10,8
Lunes 19 Sept.	351	131	289	121	184	431	235	314	169	145	465	285	199	545	459	558	344	337	371	161	563	717	336	392	8,1
Martes 20 Sept.	165	193	224	125	122	290	295	270	358	586	158	319	320	460	1.087	702	353	641	223	413	626	586	1.270	561	10,3
Miércoles 21 Sept.	427	156	287	120	254	137	236	457	294	351	155	437	573	1.068	1.026	222	379	302	332	401	507	566	711	695	10,1
Jueves 22 Sept.	430	277	158	277	114	218	363	323	144	413	185	284	340	532	601	449	288	476	368	523	457	585	377	340	8,5
Viernes 23 Sept.	352	126	154	254	117	116	278	239	164	183	385	201	390	1.802	597	207	284	447	1.276	880	350	471	535	346	10,2
Sábado 24 Sept.	493	202	298	132	122	281	118	146	296	297	363	227	180	477	629	432	334	384	250	348	152	832	350	514	7,9
Domingo 25 Sept.	443	204	147	272	138	132	211	187	253	220	717	682	961	1.668	324	306	395	476	430	226	376	465	326	473	10
Lunes 26 Sept.	353	316	120	123	304	103	142	633	158	392	258	326	557	641	459	444	347	434	498	483	602	1.289	423	370	9,8
Martes 27 Sept.	253	199	128	349	119	184	386	527	131	296	133	275	1.609	1.271	386	514	142	253	268	405	509	577	1.196	462	10,6
<b>Total (kWh)</b>	9,7	6,7	5,5	5,7	5,3	5,6	7,8	8,3	7	7,4	8,7	10,7	14,1	28,3	32,5	21,3	17,2	21,1	21,4	17,6	15,6	18,9	18	14,5	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

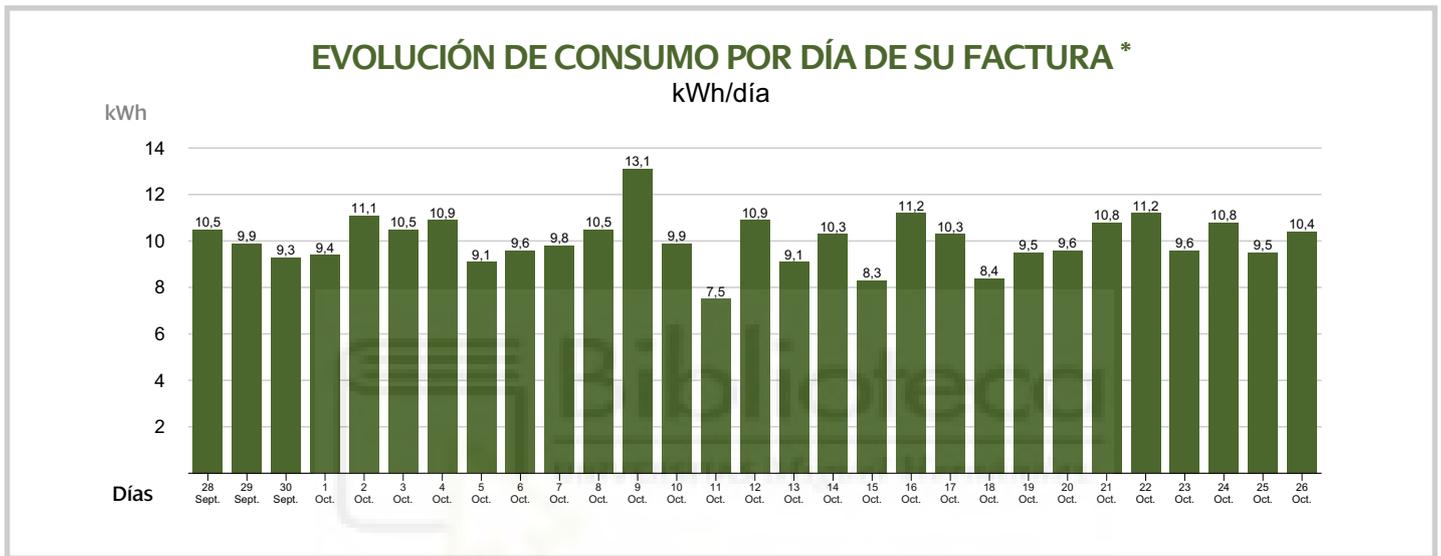
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

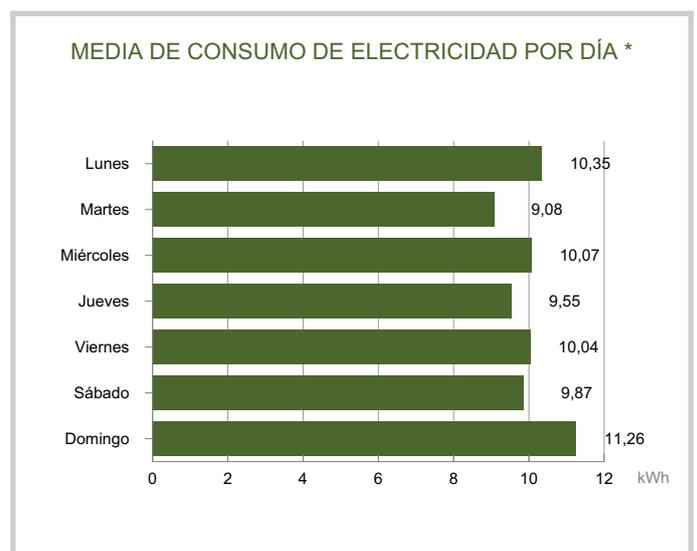
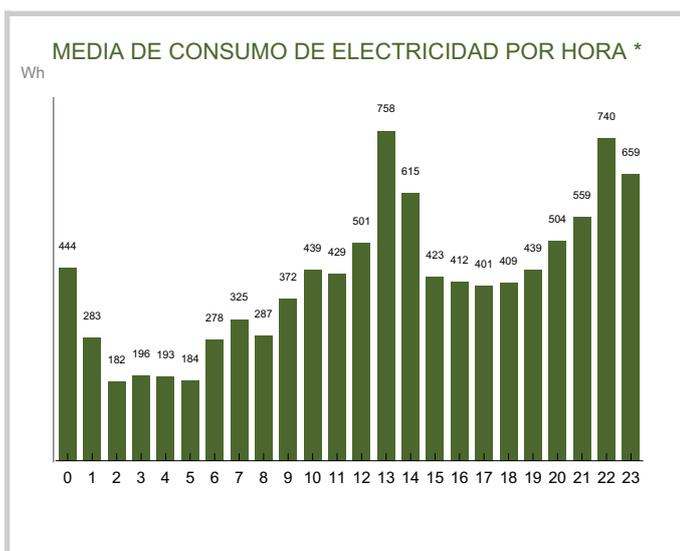
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 86,54 €
- Consumo | 292 kWh \*
- Número de factura | emitida el 31 de Octubre de 2022
- Periodo de facturación | del 28 de Septiembre de 2022 al 26 de Octubre de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Dúchate en lugar de bañarte y abre el grifo solo cuando sea necesario. Una ducha usa la cuarta parte de agua y energía que un baño.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 28 Sept.	284	263	115	257	114	115	334	258	321	248	704	451	432	1.284	262	311	337	212	531	767	954	522	343	1.054	10,5
Jueves 29 Sept.	523	275	261	125	249	114	240	367	344	343	807	171	364	237	346	535	438	306	362	536	522	473	1.261	689	9,9
Viernes 30 Sept.	496	199	216	119	322	144	435	420	140	287	294	407	562	548	706	299	490	521	323	354	234	999	355	418	9,3
Sábado 1 Oct.	355	315	127	257	114	115	265	140	212	339	363	507	252	600	854	478	673	1.025	419	447	354	429	302	479	9,4
Domingo 2 Oct.	235	158	344	118	244	118	173	303	180	435	224	316	706	1.601	575	464	585	264	233	332	517	584	1.079	1.281	11,1
Lunes 3 Oct.	333	337	125	272	118	116	498	414	427	738	516	416	375	1.213	781	707	427	114	420	545	353	548	441	252	10,5
Martes 4 Oct.	230	271	113	251	112	341	312	526	378	618	191	339	1.095	176	595	183	268	758	182	424	425	1.103	1.310	674	10,9
Miércoles 5 Oct.	437	143	271	119	252	107	294	384	626	152	420	104	337	526	634	225	376	378	1.028	633	500	429	307	417	9,1
Jueves 6 Oct.	385	125	328	121	115	337	365	315	103	178	469	456	575	713	516	497	346	409	527	170	425	518	467	1.145	9,6
Viernes 7 Oct.	1.128	122	280	117	248	129	383	406	152	496	514	259	255	618	625	586	832	410	150	288	353	603	353	471	9,8
Sábado 8 Oct.	258	448	177	145	310	140	160	345	204	209	541	313	391	398	1.300	483	342	582	1.205	576	469	829	413	245	10,5
Domingo 9 Oct.	412	280	279	360	124	107	272	165	300	678	726	904	1.814	1.118	589	459	439	268	494	247	350	518	1.049	1.177	13,1
Lunes 10 Oct.	345	347	118	327	146	390	222	363	132	344	294	155	360	814	491	479	445	326	240	486	493	821	1.359	362	9,9
Martes 11 Oct.	263	265	103	261	102	207	247	399	173	312	253	369	123	511	423	402	326	442	151	349	426	475	397	549	7,5
Miércoles 12 Oct.	321	251	105	109	254	208	147	308	146	224	418	747	649	665	1.500	395	297	246	638	407	425	404	1.297	720	10,9
Jueves 13 Oct.	459	340	113	252	199	107	379	210	442	120	322	472	361	496	239	373	182	326	381	132	720	429	620	1.443	9,1
Viernes 14 Oct.	490	358	112	254	104	254	233	454	572	568	774	460	283	945	520	318	396	261	315	252	471	617	858	444	10,3
Sábado 15 Oct.	191	308	111	310	151	163	201	110	365	168	145	333	189	1.498	833	409	285	392	174	158	627	315	477	409	8,3
Domingo 16 Oct.	295	302	119	110	207	167	139	177	288	403	279	617	1.165	1.048	666	678	439	393	814	1.075	557	510	376	419	11,2
Lunes 17 Oct.	383	252	131	136	314	218	379	377	273	575	217	158	330	137	935	393	304	293	123	553	579	853	1.261	1.095	10,3
Martes 18 Oct.	619	192	238	113	272	171	384	317	314	198	152	352	245	365	565	284	545	298	216	316	379	419	938	469	8,4
Miércoles 19 Oct.	478	146	251	111	241	110	262	335	346	234	329	376	113	679	280	445	288	345	227	1.064	610	257	726	1.252	9,5
Jueves 20 Oct.	746	399	157	253	117	245	339	359	153	294	256	394	264	498	366	470	322	485	310	489	494	433	894	841	9,6
Viernes 21 Oct.	414	331	265	184	216	325	273	406	184	836	999	415	286	1.043	756	543	479	422	455	334	449	329	454	388	10,8
Sábado 22 Oct.	442	349	126	266	118	123	272	154	409	232	651	973	1.061	1.076	971	576	662	536	448	283	337	330	497	349	11,2
Domingo 23 Oct.	386	227	218	153	261	118	115	250	231	386	144	828	526	785	513	255	206	480	233	406	548	369	719	1.251	9,6
Lunes 24 Oct.	1.164	555	267	180	181	292	330	437	144	503	847	434	730	767	273	344	525	292	434	470	691	287	436	189	10,8
Martes 25 Oct.	358	349	120	113	250	111	209	382	311	582	665	417	124	497	271	245	112	436	391	173	949	1.039	1.134	307	9,5
Miércoles 26 Oct.	459	296	100	284	153	248	192	343	443	97	228	294	554	1.124	463	428	567	397	447	462	405	767	1.346	310	10,4
<b>Total (kWh)</b>	<b>12,9</b>	<b>8,2</b>	<b>5,3</b>	<b>5,7</b>	<b>5,6</b>	<b>5,3</b>	<b>8,1</b>	<b>9,4</b>	<b>8,3</b>	<b>10,8</b>	<b>12,7</b>	<b>12,4</b>	<b>14,5</b>	<b>22</b>	<b>17,8</b>	<b>12,3</b>	<b>11,9</b>	<b>11,6</b>	<b>11,9</b>	<b>12,7</b>	<b>14,6</b>	<b>16,2</b>	<b>21,5</b>	<b>19,1</b>	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

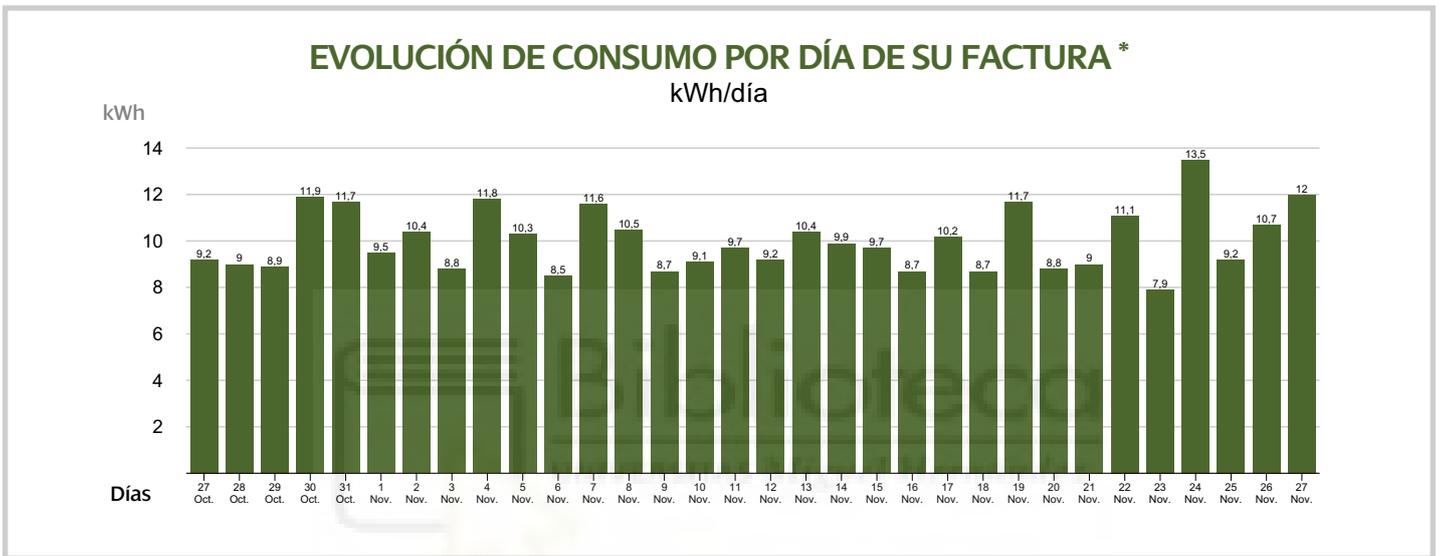
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

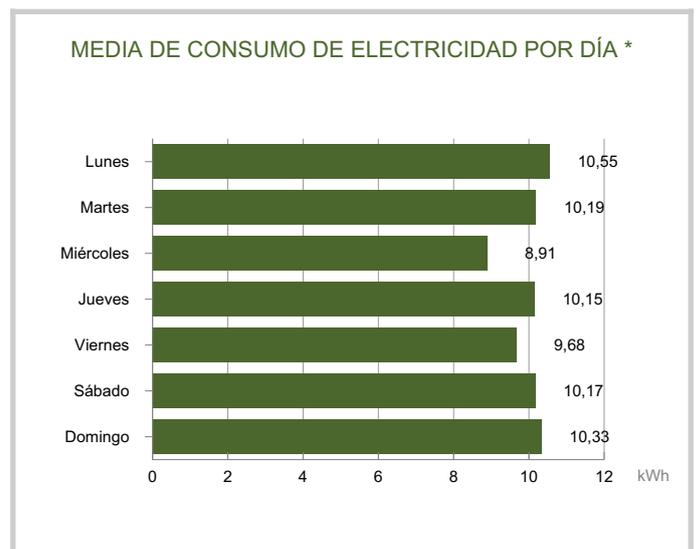
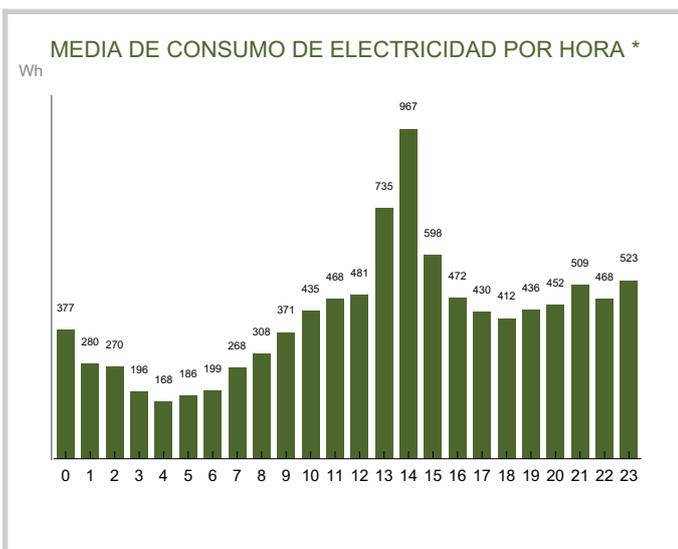
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 82,1 €
- Consumo | 320 kWh \*
- Número de factura | emitida el 30 de Noviembre de 2022
- Periodo de facturación | del 27 de Octubre de 2022 al 27 de Noviembre de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Una temperatura de 26°C en verano es confortable. Por cada grado menos el consumo de aire acondicionado aumenta entre un 4 y un 6%.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Jueves 27 Oct.	443	426	261	116	242	122	464	384	470	185	251	98	427	1.006	401	290	398	387	520	631	567	395	353	323	9,2
Viernes 28 Oct.	300	116	330	160	114	236	234	360	161	228	303	304	326	1.674	456	370	384	495	369	381	610	512	298	272	9
Sábado 29 Oct.	487	235	289	109	242	98	251	217	202	302	243	351	309	341	850	711	1.140	575	425	321	360	214	387	258	8,9
Domingo 30 Oct.	498	361	766	103	100	235	96	253	157	536	399	407	121	982	1.635	465	395	338	306	385	1.013	448	963	965	11,9
Lunes 31 Oct.	301	355	116	245	113	323	220	330	166	156	294	127	1.471	1.990	992	587	322	386	378	396	895	511	487	564	11,7
Martes 1 Nov.	299	282	277	112	235	107	237	102	217	399	360	328	194	347	1.266	575	443	324	412	302	444	319	893	998	9,5
Miércoles 2 Nov.	473	357	144	248	111	221	293	683	1.139	254	274	185	837	243	477	510	318	567	381	557	427	449	368	869	10,4
Jueves 3 Nov.	613	303	106	323	147	243	191	420	306	361	146	264	136	366	674	585	535	970	193	260	342	474	394	498	8,8
Viernes 4 Nov.	465	165	263	251	132	115	246	143	407	475	1.058	1.197	1.002	446	713	375	993	428	326	1.120	347	426	258	447	11,8
Sábado 5 Nov.	776	1.052	949	133	153	216	100	280	163	134	310	316	222	1.224	1.095	292	393	263	427	248	279	442	385	452	10,3
Domingo 6 Nov.	272	350	110	263	106	102	242	146	274	290	152	1.033	585	287	997	418	248	396	346	340	307	518	285	429	8,5
Lunes 7 Nov.	294	361	289	114	194	278	106	269	343	1.258	370	336	1.116	1.010	1.122	748	317	419	369	345	356	434	376	734	11,6
Martes 8 Nov.	366	455	159	253	109	266	344	487	176	244	219	485	305	837	441	1.111	933	962	491	464	211	426	366	390	10,5
Miércoles 9 Nov.	248	108	251	133	122	245	142	259	515	144	285	371	105	616	923	971	393	256	465	505	375	543	307	374	8,7
Jueves 10 Nov.	213	316	107	243	113	316	135	289	150	206	859	622	760	452	680	328	339	349	452	327	759	303	472	334	9,1
Viernes 11 Nov.	270	121	159	316	157	106	321	132	141	305	441	290	180	742	874	510	402	896	1.034	947	356	457	278	268	9,7
Sábado 12 Nov.	322	123	344	156	260	102	281	205	128	268	782	502	427	402	880	511	313	492	344	479	293	972	354	294	9,2
Domingo 13 Nov.	284	128	175	221	131	256	101	132	288	141	219	463	738	911	1.693	1.064	693	269	445	332	588	376	323	444	10,4
Lunes 14 Nov.	195	211	169	134	263	110	128	310	544	449	302	418	214	258	422	374	469	170	287	426	495	1.264	1.300	1.031	9,9
Martes 15 Nov.	660	150	288	128	255	120	171	539	384	438	435	352	227	162	1.620	822	439	347	315	386	256	447	315	437	9,7
Miércoles 16 Nov.	281	133	310	106	248	189	334	255	411	259	186	234	133	271	1.212	366	466	406	284	515	204	436	373	1.098	8,7
Jueves 17 Nov.	974	713	154	325	110	246	131	374	314	131	345	681	589	1.352	456	489	177	290	390	311	579	303	388	328	10,2
Viernes 18 Nov.	296	205	315	116	251	108	101	256	141	572	383	106	350	829	778	406	380	525	938	346	345	271	409	290	8,7
Sábado 19 Nov.	430	241	327	139	262	111	285	148	197	280	356	265	194	2.076	1.510	1.194	868	267	482	508	335	455	277	462	11,7
Domingo 20 Nov.	258	146	440	105	256	99	233	95	318	132	984	666	762	521	594	242	430	222	358	350	368	579	341	283	8,8
Lunes 21 Nov.	258	129	269	289	104	228	176	306	198	306	158	622	175	561	965	650	453	292	369	234	453	511	838	444	9
Martes 22 Nov.	283	127	253	264	97	232	93	256	132	598	846	502	966	946	1.350	482	292	428	344	352	234	1.028	609	387	11,1
Miércoles 23 Nov.	393	334	125	271	100	233	96	226	154	587	276	389	326	479	629	292	383	410	314	387	248	473	397	382	7,9
Jueves 24 Nov.	301	148	319	250	148	159	189	130	286	126	677	1.056	1.036	1.005	983	2.342	716	585	233	423	657	594	560	531	13,5
Viernes 25 Nov.	306	427	280	118	131	204	93	223	274	763	232	462	416	398	1.440	478	363	452	485	435	239	174	500	291	9,2
Sábado 26 Nov.	332	122	173	225	104	232	101	266	839	1.007	748	719	241	168	911	237	371	205	440	474	694	1.052	549	498	10,7
Domingo 27 Nov.	177	249	132	291	265	108	220	94	264	323	1.016	816	514	602	1.914	346	321	389	271	465	819	490	571	1.358	12
<b>Total (kWh)</b>	<b>12,1</b>	<b>8,9</b>	<b>8,6</b>	<b>6,3</b>	<b>5,4</b>	<b>6</b>	<b>6,4</b>	<b>8,6</b>	<b>9,9</b>	<b>11,9</b>	<b>13,9</b>	<b>15</b>	<b>15,4</b>	<b>23,5</b>	<b>31</b>	<b>19,1</b>	<b>15,1</b>	<b>13,8</b>	<b>13,2</b>	<b>14</b>	<b>14,5</b>	<b>16,3</b>	<b>15</b>	<b>16,7</b>	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



Le recordamos que en la madrugada del día 30/10/2022 se produjo el cambio al horario de Invierno.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

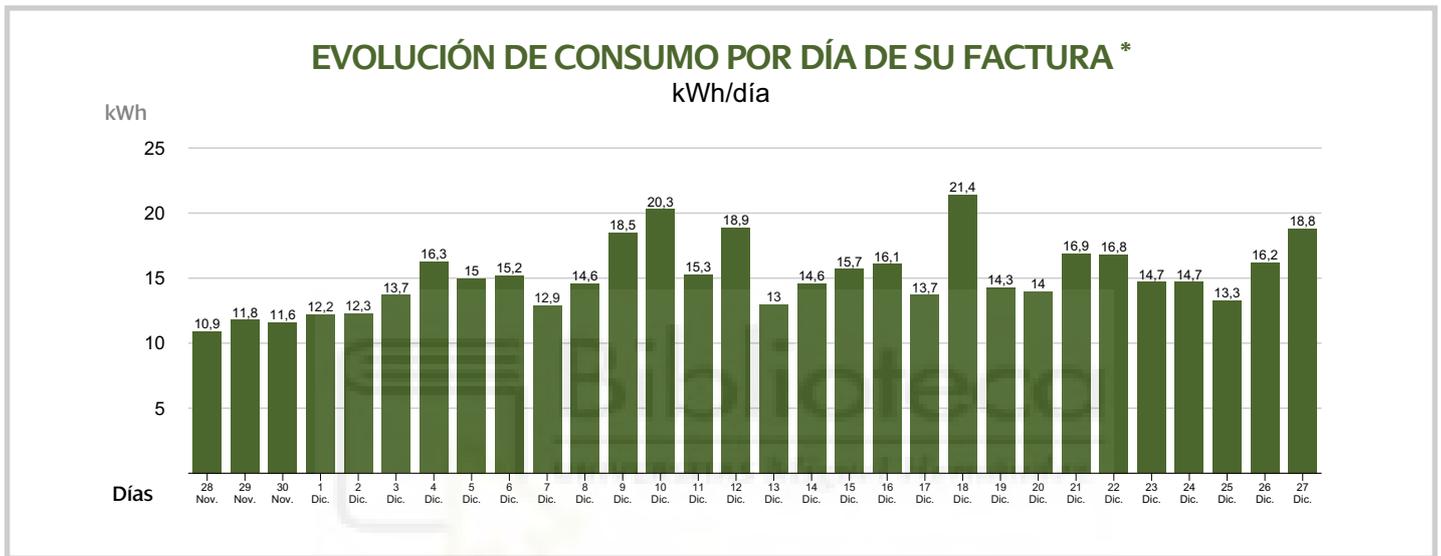
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

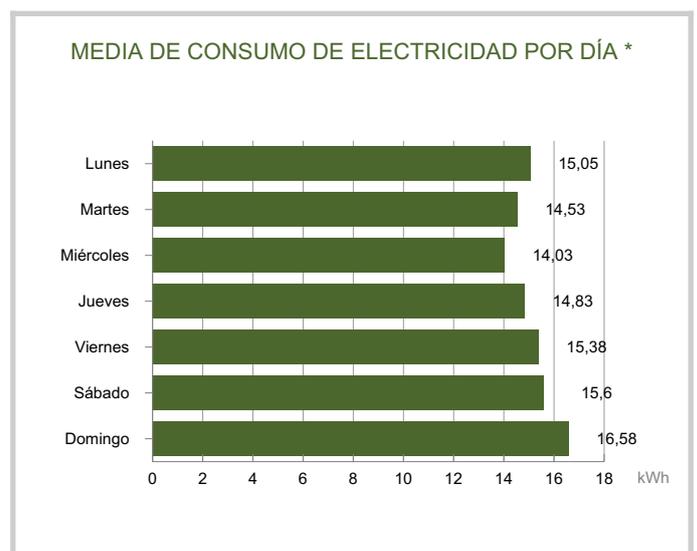
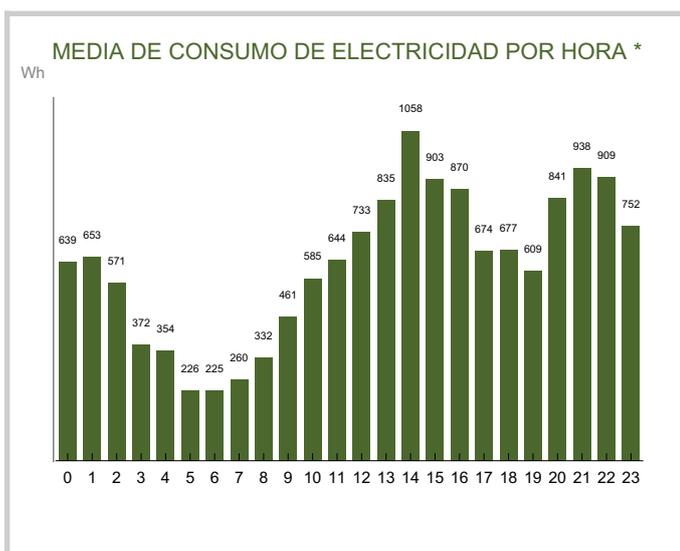
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 136,59 €
- Consumo | 453 kWh \*
- Número de factura | emitida el 30 de Diciembre de 2022
- Periodo de facturación | del 28 de Noviembre de 2022 al 27 de Diciembre de 2022
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Mantén la caldera en buen estado y ahorrarás hasta el 22% del consumo de gas.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	Días	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
		Lunes 28 Nov.	1.018	868	113	206	176	101	401	670	586	321	335	233	161	911	527	286	406	746	658	544	490	375	387	389
Martes 29 Nov.	337	417	293	259	234	95	384	468	339	795	947	272	255	263	247	411	503	485	342	491	501	1.282	1.185	991	11,8	
Miércoles 30 Nov.	445	380	263	93	245	98	443	437	277	490	252	608	516	1.853	1.067	391	789	382	447	346	617	440	311	432	11,6	
Jueves 1 Dic.	161	389	244	95	239	98	542	374	611	551	412	780	266	277	241	1.070	736	589	327	453	554	990	1.210	981	12,2	
Viernes 2 Dic.	977	478	260	92	220	90	234	369	413	378	836	963	403	417	722	796	781	409	289	428	720	1.089	517	380	12,3	
Sábado 3 Dic.	317	347	1.227	571	414	180	165	222	92	275	248	340	800	1.019	1.411	588	1.222	477	421	779	865	503	859	377	13,7	
Domingo 4 Dic.	837	439	767	436	313	276	235	131	302	198	254	552	740	545	1.618	1.059	365	824	1.923	503	625	706	1.311	1.385	16,3	
Lunes 5 Dic.	1.747	964	877	121	302	95	310	178	169	604	234	482	530	1.690	858	421	1.091	460	333	160	529	1.058	1.163	581	15	
Martes 6 Dic.	531	1.085	166	285	159	431	303	132	362	153	567	175	697	715	2.201	737	488	1.674	508	354	635	611	1.339	862	15,2	
Miércoles 7 Dic.	302	1.169	343	279	119	635	237	195	274	533	668	1.829	1.293	1.467	513	369	119	438	242	418	154	589	331	403	12,9	
Jueves 8 Dic.	931	759	164	347	299	103	101	238	130	295	201	367	1.033	354	1.736	949	811	900	653	728	1.014	492	441	1.513	14,6	
Viernes 9 Dic.	270	281	125	194	326	387	109	264	151	1.076	1.051	832	290	1.292	1.756	2.085	1.935	1.562	1.442	399	958	1.027	442	265	18,5	
Sábado 10 Dic.	391	218	307	432	129	295	216	202	293	949	622	781	455	692	809	1.927	969	1.407	1.794	1.485	1.984	1.875	1.543	516	20,3	
Domingo 11 Dic.	345	562	262	596	564	318	142	334	214	193	136	270	559	556	553	1.591	1.421	1.112	969	509	1.409	1.093	269	1.319	15,3	
Lunes 12 Dic.	1.604	1.087	189	802	622	270	104	269	157	300	704	626	1.278	1.099	1.702	1.787	1.150	677	473	491	1.471	1.191	369	489	18,9	
Martes 13 Dic.	311	1.292	186	1.041	143	214	264	215	217	128	601	313	486	1.106	1.515	443	1.180	398	105	275	1.121	551	430	424	13	
Miércoles 14 Dic.	624	763	561	127	243	273	92	243	180	253	789	257	473	574	610	1.496	1.167	253	485	441	1.698	1.025	912	1.103	14,6	
Jueves 15 Dic.	386	852	848	731	253	249	107	246	141	303	154	220	491	1.179	2.884	696	468	433	1.558	348	655	1.350	659	516	15,7	
Viernes 16 Dic.	329	386	1.121	119	392	99	249	209	318	152	269	1.488	1.667	1.740	1.042	434	912	731	446	561	541	493	1.715	643	16,1	
Sábado 17 Dic.	217	361	1.048	328	683	332	104	250	234	253	214	603	919	629	1.066	616	1.008	637	442	327	461	1.433	1.096	424	13,7	
Domingo 18 Dic.	1.125	364	1.214	189	870	368	99	403	699	627	1.037	683	272	1.229	866	1.641	1.236	441	1.201	1.015	641	2.131	1.873	1.174	21,4	
Lunes 19 Dic.	681	622	721	266	193	281	107	323	184	914	1.086	843	920	500	837	413	241	433	346	564	1.329	1.097	502	866	14,3	
Martes 20 Dic.	479	425	243	666	343	125	262	226	840	526	1.091	660	888	152	313	369	379	212	589	1.377	757	1.446	642	961	14	
Miércoles 21 Dic.	695	725	633	522	1.031	126	127	483	426	368	272	676	548	388	1.528	1.132	1.689	631	487	1.179	912	533	1.381	430	16,9	
Jueves 22 Dic.	368	1.351	1.374	356	460	251	275	93	230	174	349	671	1.145	355	560	623	949	812	306	954	356	1.209	2.255	1.372	16,8	
Viernes 23 Dic.	645	696	838	314	250	88	232	88	686	960	1.239	1.055	1.035	446	678	669	1.029	1.027	931	298	438	313	398	334	14,7	
Sábado 24 Dic.	442	1.193	1.285	277	150	170	215	82	269	1.131	1.174	954	1.291	976	964	1.121	791	735	453	246	99	227	156	287	14,7	
Domingo 25 Dic.	419	276	363	317	245	192	238	94	366	98	290	142	1.065	995	368	86	275	204	359	520	2.546	1.357	1.170	1.285	13,3	
Lunes 26 Dic.	1.045	402	417	813	280	245	113	239	435	308	533	635	969	401	1.154	1.728	1.193	458	541	485	481	681	1.908	764	16,2	
Martes 27 Dic.	1.189	442	679	286	729	282	324	127	352	521	974	1.019	547	1.241	1.382	1.154	794	663	1.241	1.580	672	964	497	1.098	18,8	
<b>Total (kWh)</b>	<b>19,2</b>	<b>19,6</b>	<b>17,1</b>	<b>11,2</b>	<b>10,6</b>	<b>6,8</b>	<b>6,7</b>	<b>7,8</b>	<b>9,9</b>	<b>13,8</b>	<b>17,5</b>	<b>19,3</b>	<b>22</b>	<b>25,1</b>	<b>31,7</b>	<b>27,1</b>	<b>26,1</b>	<b>20,2</b>	<b>20,3</b>	<b>18,3</b>	<b>25,2</b>	<b>28,1</b>	<b>27,3</b>	<b>22,6</b>		

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

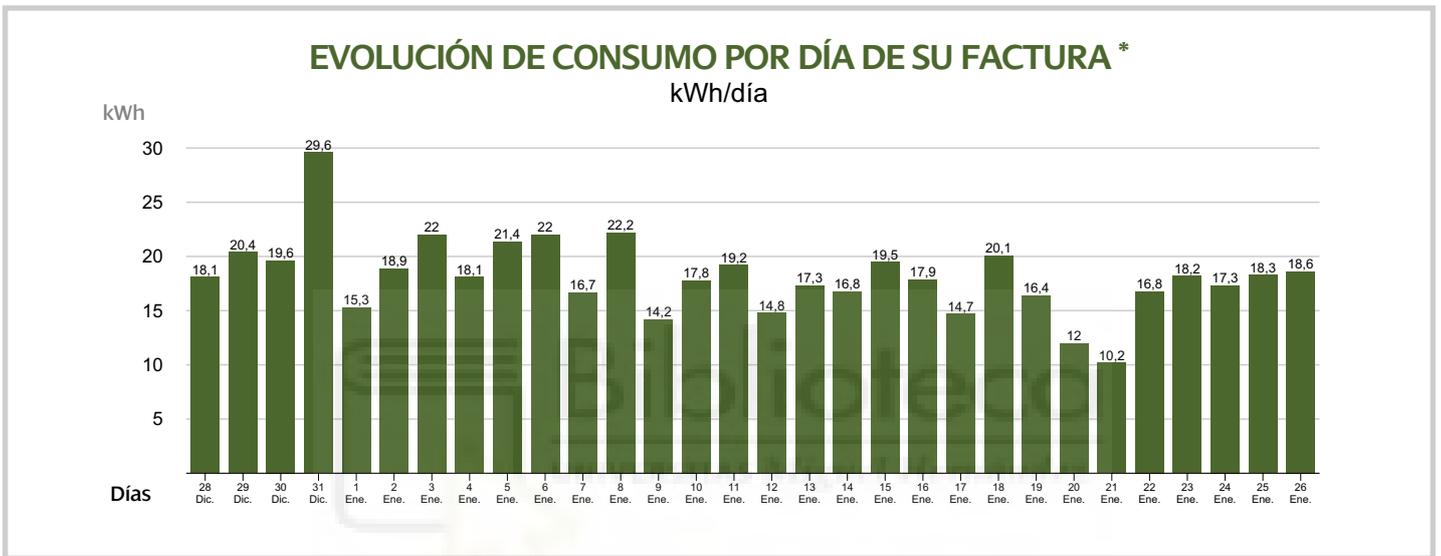
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

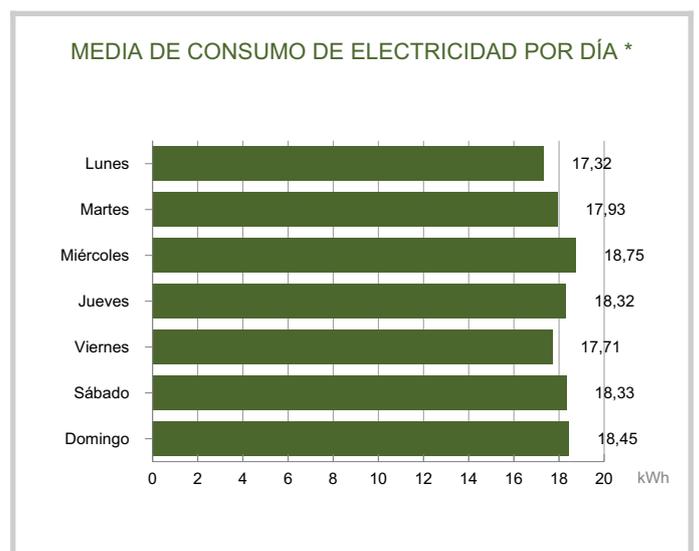
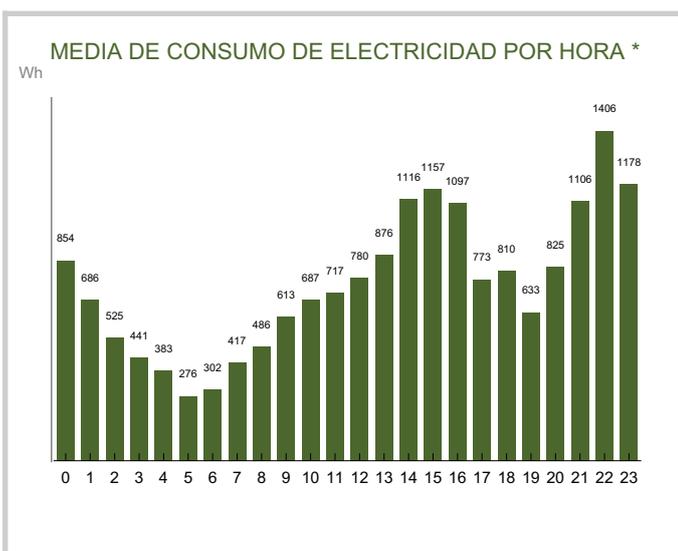
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 130,85 €
- Consumo | 544 kWh \*
- Número de factura | emitida el 31 de Enero de 2023
- Periodo de facturación | del 28 de Diciembre de 2022 al 26 de Enero de 2023
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Si vas a manipular la instalación eléctrica desconecta antes el interruptor general de alimentación en el cuadro general de protección.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	Días																								Total (kWh)
	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	
Miércoles 28 Dic.	557	639	1.006	663	720	653	122	129	682	498	684	341	636	913	1.242	1.258	1.072	1.126	383	508	444	627	1.817	1.351	18,1
Jueves 29 Dic.	865	769	842	738	585	158	362	176	306	374	818	1.031	599	270	456	1.227	2.428	1.010	1.760	1.025	715	1.305	1.459	1.094	20,4
Viernes 30 Dic.	885	956	456	1.000	150	880	177	259	128	310	553	1.231	1.030	956	692	1.452	1.781	906	686	350	913	1.288	1.366	1.195	19,6
Sábado 31 Dic.	1.152	889	167	872	414	217	131	270	163	1.365	874	1.129	1.036	1.221	2.061	1.102	1.086	451	376	683	2.123	3.942	4.072	3.834	29,6
Domingo 1 Ene.	793	526	464	148	240	99	222	90	286	132	264	911	1.051	504	1.104	950	698	385	977	1.314	590	1.190	1.014	1.358	15,3
Lunes 2 Ene.	624	632	908	378	712	120	251	158	303	124	268	155	1.526	1.014	1.753	1.883	877	998	970	430	581	1.326	2.163	796	18,9
Martes 3 Ene.	1.028	1.007	752	797	115	275	87	217	190	351	616	1.367	922	948	1.344	1.439	1.341	2.121	1.490	361	938	1.371	750	2.125	22
Miércoles 4 Ene.	565	1.048	261	533	419	126	469	873	763	343	160	328	171	735	1.014	2.345	1.090	971	1.394	882	869	745	1.601	363	18,1
Jueves 5 Ene.	1.390	120	897	1.035	665	245	337	634	948	1.644	544	372	676	1.181	682	1.799	628	688	1.903	561	748	1.115	1.832	708	21,4
Viernes 6 Ene.	1.387	181	1.082	1.076	123	271	289	507	907	950	1.013	388	1.332	1.731	1.691	1.063	1.471	678	612	486	1.638	775	1.435	876	22
Sábado 7 Ene.	342	816	316	239	1.208	253	354	696	842	313	129	658	272	266	1.872	1.386	935	732	582	171	1.282	1.270	428	1.346	16,7
Domingo 8 Ene.	407	263	129	1.022	642	520	252	88	284	184	1.228	1.478	1.405	870	754	1.290	2.459	1.079	1.584	1.029	655	1.726	1.686	1.182	22,2
Lunes 9 Ene.	385	228	311	86	245	99	603	1.027	1.016	920	164	794	302	517	557	771	668	389	524	950	1.073	1.448	865	302	14,2
Martes 10 Ene.	795	1.151	269	314	109	235	104	245	1.101	653	990	870	855	512	774	803	1.411	327	1.117	1.247	444	958	1.118	1.424	17,8
Miércoles 11 Ene.	1.019	1.012	118	990	760	436	190	328	433	155	275	634	1.014	688	763	1.396	1.057	1.390	952	269	694	1.311	1.865	1.435	19,2
Jueves 12 Ene.	785	808	328	208	299	122	187	211	605	1.516	451	822	538	970	713	1.558	898	274	446	332	288	974	1.105	409	14,8
Viernes 13 Ene.	346	190	277	244	94	414	293	417	171	270	629	449	319	2.973	1.232	958	661	621	510	1.085	1.751	532	1.862	961	17,3
Sábado 14 Ene.	1.121	297	913	110	774	371	243	87	241	401	818	1.007	763	423	471	679	832	794	1.111	967	491	663	1.872	1.362	16,8
Domingo 15 Ene.	1.585	548	787	119	110	391	189	377	559	945	523	288	373	679	1.723	732	1.106	1.811	1.302	683	471	873	1.203	2.117	19,5
Lunes 16 Ene.	1.314	939	312	103	254	86	442	545	1.113	1.068	336	441	1.196	598	1.747	1.114	868	215	795	730	994	800	1.051	807	17,9
Martes 17 Ene.	277	844	837	194	122	331	266	91	379	608	903	264	140	334	1.226	817	1.101	507	978	409	1.783	655	1.116	471	14,7
Miércoles 18 Ene.	844	878	329	311	576	243	176	355	816	951	489	449	1.374	1.814	404	1.229	1.676	735	444	1.032	331	985	1.853	1.808	20,1
Jueves 19 Ene.	1.156	1.262	1.126	118	999	302	198	283	247	536	1.139	1.208	1.503	1.176	1.062	913	898	342	146	326	292	487	271	438	16,4
Viernes 20 Ene.	207	268	98	253	120	315	80	284	130	1.024	1.436	462	255	786	1.151	801	508	419	352	306	583	837	896	429	12
Sábado 21 Ene.	281	156	228	208	241	98	236	83	302	497	1.069	983	910	905	210	89	238	122	301	98	491	833	1.059	535	10,2
Domingo 22 Ene.	1.375	458	242	247	91	223	127	240	195	309	1.379	783	526	423	2.920	1.101	731	383	371	858	391	1.031	1.110	1.263	16,8
Lunes 23 Ene.	1.051	924	914	880	87	274	324	486	443	282	717	691	248	134	1.174	468	1.998	1.171	615	874	664	648	1.967	1.166	18,2
Martes 24 Ene.	1.108	927	142	88	253	173	470	947	201	432	1.104	1.110	942	1.332	980	1.060	855	751	358	331	408	937	1.250	1.144	17,3
Miércoles 25 Ene.	1.016	920	938	144	90	259	1.359	1.213	254	315	479	274	874	773	404	1.548	470	736	420	429	1.628	1.696	939	1.150	18,3
Jueves 26 Ene.	960	921	300	96	266	91	523	1.204	581	929	570	578	598	619	1.315	1.486	1.062	1.048	843	256	484	841	1.162	1.889	18,6
<b>Total (kWh)</b>	<b>25,6</b>	<b>20,6</b>	<b>15,7</b>	<b>13,2</b>	<b>11,5</b>	<b>8,3</b>	<b>9,1</b>	<b>12,5</b>	<b>14,6</b>	<b>18,4</b>	<b>20,6</b>	<b>21,5</b>	<b>23,4</b>	<b>26,3</b>	<b>33,5</b>	<b>34,7</b>	<b>32,9</b>	<b>23,2</b>	<b>24,3</b>	<b>19</b>	<b>24,8</b>	<b>33,2</b>	<b>42,2</b>	<b>35,3</b>	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

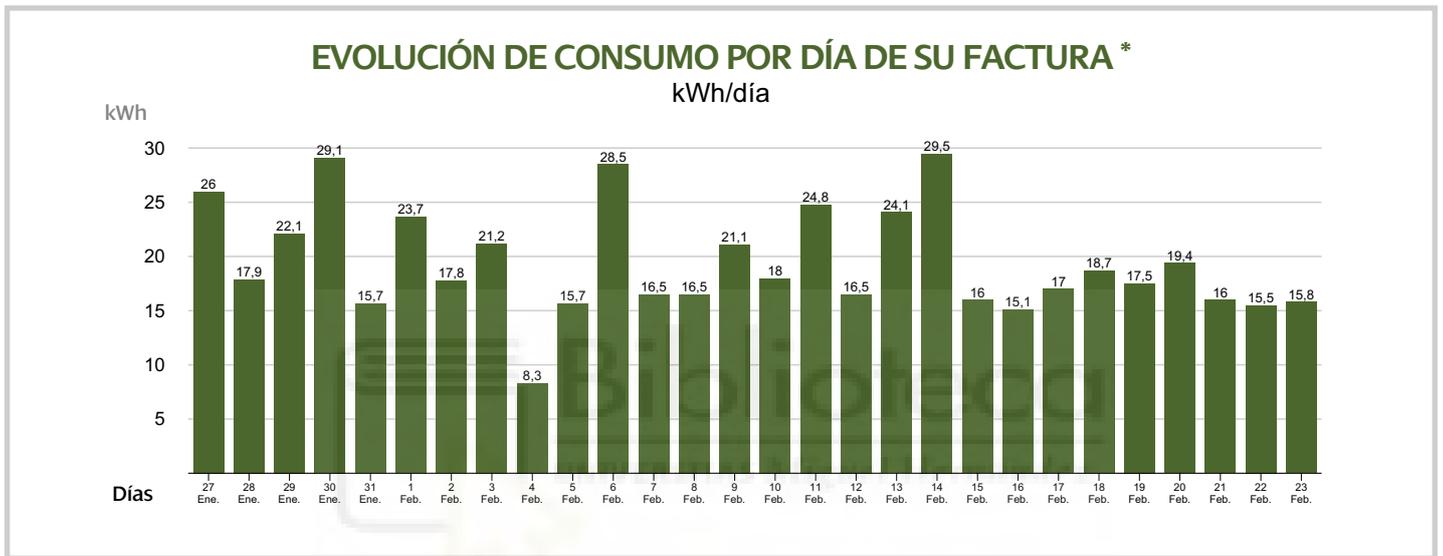
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

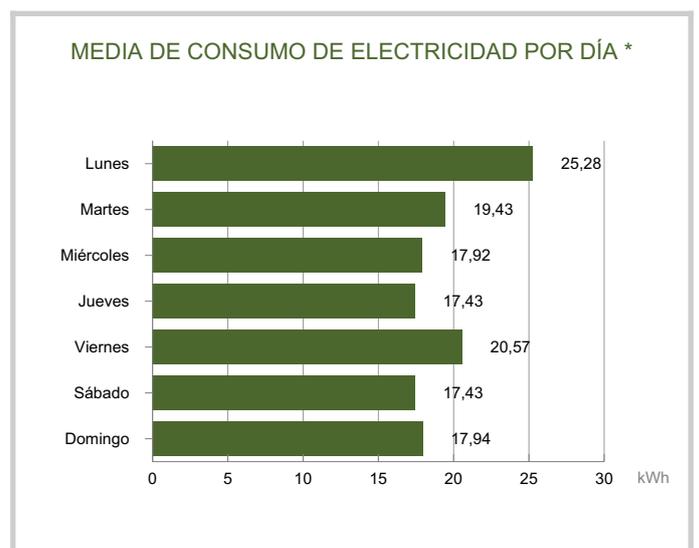
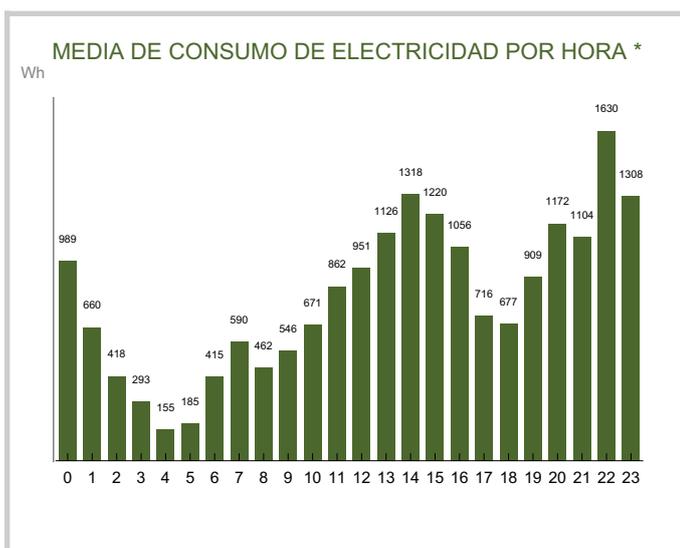
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 128,32 €
- Consumo | 544 kWh \*
- Número de factura | emitida el 28 de Febrero de 2023
- Periodo de facturación | del 27 de Enero de 2023 al 23 de Febrero de 2023
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

En el horno, se recomienda utilizar molde de vidrio, lacados y de color negro, ya que estos absorben mejor el calor.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
<b>Días</b>																									
Viernes 27 Ene.	3.431	1.219	262	257	74	245	976	2.418	218	271	328	751	1.435	2.023	1.339	947	875	868	869	629	2.239	1.808	1.525	1.026	26
Sábado 28 Ene.	561	286	81	228	75	214	126	192	424	193	460	869	811	266	949	1.185	1.110	1.035	1.294	3.563	3.076	266	433	248	17,9
Domingo 29 Ene.	402	295	901	219	138	266	86	81	361	702	730	1.494	1.019	1.098	1.019	1.040	993	919	354	600	854	761	3.523	4.211	22,1
Lunes 30 Ene.	1.768	988	963	642	107	288	531	449	139	479	815	931	440	2.119	4.048	2.308	760	361	544	1.806	1.320	1.025	3.758	2.501	29,1
Martes 31 Ene.	400	138	184	234	88	235	441	534	364	145	1.015	1.701	1.651	596	459	682	1.072	991	485	379	303	601	1.654	1.397	15,7
Miércoles 1 Feb.	1.045	933	923	839	99	276	900	687	266	317	878	899	1.300	258	838	640	1.002	650	1.098	1.112	683	673	3.204	4.160	23,7
Jueves 2 Feb.	3.335	1.427	151	223	93	87	1.315	649	470	175	339	653	815	988	734	855	550	417	269	456	615	752	1.083	1.305	17,8
Viernes 3 Feb.	1.024	926	919	586	76	242	640	997	312	866	1.314	924	1.057	975	1.771	1.461	1.507	1.116	1.019	1.096	1.109	536	273	501	21,2
Sábado 4 Feb.	275	233	80	261	87	162	166	100	316	184	501	601	667	888	454	463	415	194	516	284	478	263	419	268	8,3
Domingo 5 Feb.	374	466	325	263	227	91	224	107	163	298	731	875	1.087	2.462	664	1.084	1.094	359	260	448	404	678	2.640	353	15,7
Lunes 6 Feb.	268	239	82	225	81	237	79	309	131	486	560	947	1.780	2.414	3.785	2.857	453	493	985	236	1.027	1.997	5.109	3.765	28,5
Martes 7 Feb.	911	882	82	243	174	125	440	955	733	278	674	1.334	1.400	754	931	1.070	488	370	268	589	1.592	851	469	852	16,5
Miércoles 8 Feb.	429	398	270	80	234	81	224	415	864	622	258	220	476	821	1.019	1.110	2.724	1.087	273	476	1.028	2.441	536	437	16,5
Jueves 9 Feb.	1.371	752	605	380	146	287	128	232	248	1.011	1.365	1.179	1.430	2.581	1.093	1.086	1.074	927	932	841	1.095	596	1.378	354	21,1
Viernes 10 Feb.	500	512	131	317	118	267	116	496	967	422	559	928	1.505	1.070	1.637	1.090	1.196	370	1.485	1.416	1.135	958	297	499	18
Sábado 11 Feb.	645	258	270	251	92	167	167	79	486	964	808	855	900	885	889	1.896	1.448	486	1.189	4.935	4.840	1.485	439	376	24,8
Domingo 12 Feb.	556	277	249	101	248	92	234	205	1.025	920	469	309	322	1.644	295	247	671	2.114	1.221	363	751	1.235	1.852	1.147	16,5
Lunes 13 Feb.	1.199	1.081	631	89	273	81	382	600	754	1.386	500	739	258	1.422	4.937	3.399	496	551	207	481	1.221	1.419	1.296	661	24,1
Martes 14 Feb.	636	389	98	235	275	81	580	932	1.014	394	179	994	704	664	1.079	2.370	2.556	1.328	1.019	1.049	1.340	4.055	3.972	3.599	29,5
Miércoles 15 Feb.	824	291	153	250	82	253	494	953	410	607	271	134	916	960	449	1.002	1.050	454	268	934	1.674	882	1.643	1.062	16
Jueves 16 Feb.	462	511	223	137	235	80	655	1.074	780	547	860	519	944	501	727	873	539	369	270	732	1.116	638	1.144	1.155	15,1
Viernes 17 Feb.	1.124	998	868	81	86	260	193	421	267	885	483	913	908	1.214	1.598	1.183	735	359	245	293	468	821	1.444	1.155	17
Sábado 18 Feb.	963	934	542	100	277	146	144	260	133	117	1.695	1.275	1.565	1.298	1.155	1.057	1.074	1.064	543	296	589	2.034	959	476	18,7
Domingo 19 Feb.	1.042	585	287	258	97	244	117	326	268	466	794	876	775	938	1.354	622	1.056	1.216	1.338	841	877	817	1.240	1.036	17,5
Lunes 20 Feb.	938	935	996	585	87	248	288	949	690	411	562	950	691	1.403	958	1.045	2.514	1.060	667	470	646	954	820	546	19,4
Martes 21 Feb.	1.098	448	205	125	252	92	701	752	225	522	483	702	921	359	1.222	1.018	1.084	298	571	363	531	561	2.055	1.372	16
Miércoles 22 Feb.	1.153	1.136	932	918	151	91	238	131	381	734	858	940	540	521	779	548	464	326	352	364	622	968	1.187	1.145	15,5
Jueves 23 Feb.	959	946	300	82	369	228	1.023	1.204	512	872	287	623	297	409	708	1.017	571	270	407	397	1.181	824	1.273	1.004	15,8
<b>Total (kWh)</b>	<b>27,7</b>	<b>18,5</b>	<b>11,7</b>	<b>8,2</b>	<b>4,3</b>	<b>5,2</b>	<b>11,6</b>	<b>16,5</b>	<b>12,9</b>	<b>15,3</b>	<b>18,8</b>	<b>24,1</b>	<b>26,6</b>	<b>31,5</b>	<b>36,9</b>	<b>34,2</b>	<b>29,6</b>	<b>20,1</b>	<b>18,9</b>	<b>25,4</b>	<b>32,8</b>	<b>30,9</b>	<b>45,6</b>	<b>36,6</b>	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



Menor consumo

Mayor consumo

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

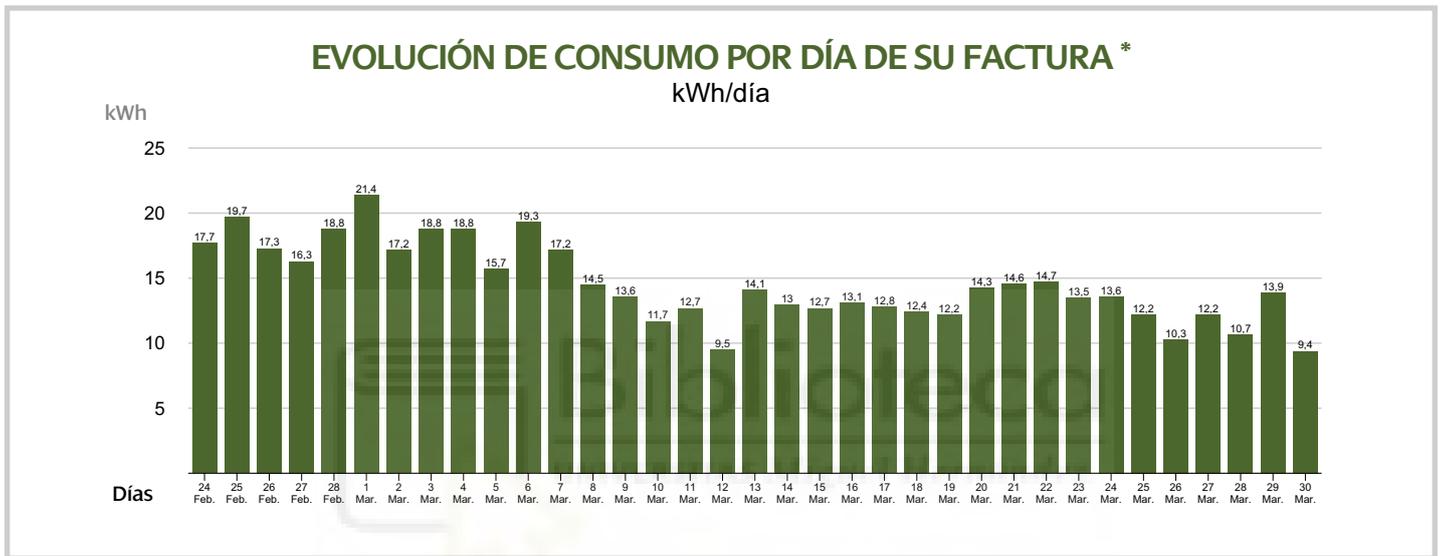
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

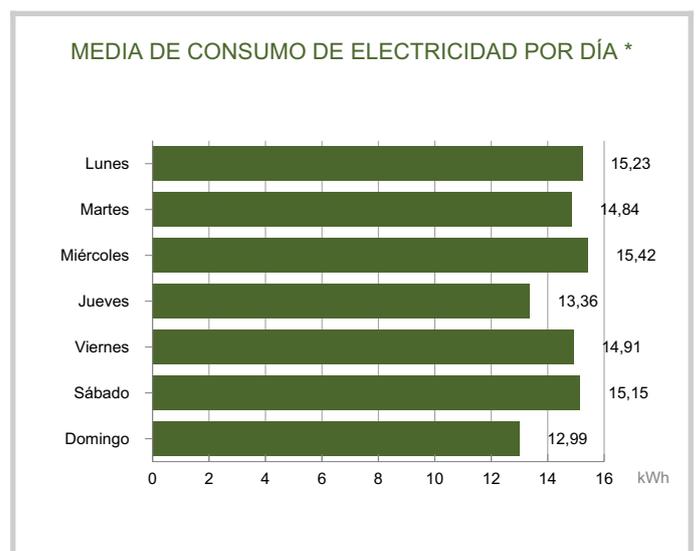
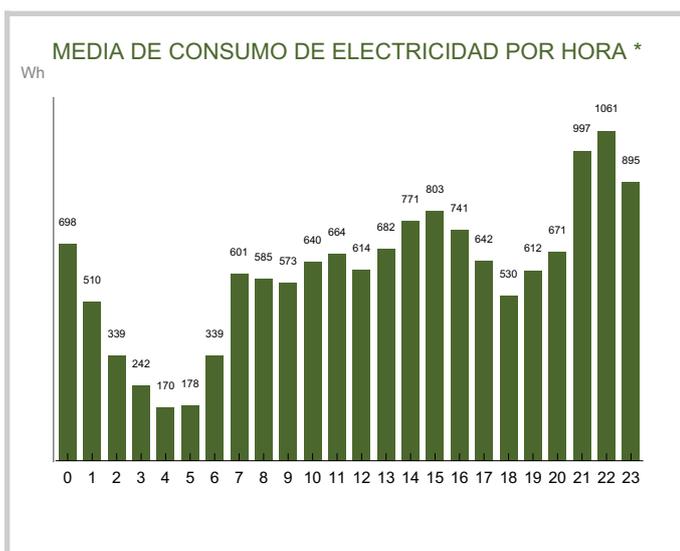
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 125,38 €
- Consumo | 510 kWh \*
- Número de factura | emitida el 4 de Abril de 2023
- Periodo de facturación | del 24 de Febrero de 2023 al 30 de Marzo de 2023
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Si vas a manipular alguna parte de la instalación eléctrica, llama a un técnico homologado. Si lo deseas, te podemos ayudar a encontrarlo.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
Días																									
Viernes 24 Feb.	961	967	933	448	94	280	295	712	363	362	362	1.290	919	1.017	503	1.747	483	431	679	1.112	1.156	1.072	1.003	490	17,7
Sábado 25 Feb.	305	575	423	259	103	216	217	117	492	923	797	2.155	1.055	1.088	1.159	2.504	672	859	384	698	1.280	1.187	1.116	1.127	19,7
Domingo 26 Feb.	1.031	309	179	273	80	436	116	82	303	156	912	702	958	612	2.397	1.787	672	873	439	1.104	858	786	1.061	1.219	17,3
Lunes 27 Feb.	1.154	1.055	915	628	81	198	477	765	359	503	630	418	644	327	451	292	1.053	672	550	276	1.416	1.371	1.498	537	16,3
Martes 28 Feb.	344	412	164	250	79	236	621	1.190	291	739	781	587	881	805	1.500	1.092	1.107	971	341	200	1.188	1.711	1.957	1.332	18,8
Miércoles 1 Mar.	1.111	949	936	136	102	324	378	1.549	897	951	332	287	393	928	843	2.225	1.102	1.722	531	439	624	1.594	1.841	1.161	21,4
Jueves 2 Mar.	362	717	296	91	240	160	522	1.423	910	898	214	434	407	1.468	1.075	988	1.112	432	455	628	823	1.205	1.120	1.215	17,2
Viernes 3 Mar.	965	1.015	920	849	78	249	356	832	350	431	617	855	256	372	405	917	1.085	1.166	1.015	1.652	1.024	1.203	1.090	1.067	18,8
Sábado 4 Mar.	873	225	380	78	253	89	245	79	692	983	1.586	717	833	1.657	1.265	1.037	1.338	1.441	1.078	957	962	1.082	455	448	18,8
Domingo 5 Mar.	289	557	195	884	279	81	250	87	277	156	294	490	621	633	2.113	1.065	816	595	967	1.388	1.401	824	534	895	15,7
Lunes 6 Mar.	457	349	260	84	243	80	333	1.570	1.198	1.248	1.122	937	972	1.516	487	670	1.067	445	426	743	559	1.317	2.037	1.158	19,3
Martes 7 Mar.	412	470	252	93	241	81	1.268	966	961	335	746	875	261	166	255	568	2.104	726	585	1.494	479	961	1.728	1.169	17,2
Miércoles 8 Mar.	1.154	939	918	313	83	245	255	863	960	518	254	294	126	791	403	353	260	411	524	814	654	1.431	1.454	481	14,5
Jueves 9 Mar.	338	268	91	228	84	240	234	1.002	1.227	830	601	402	790	699	362	821	425	483	365	295	166	1.273	1.271	1.060	13,6
Viernes 10 Mar.	657	383	93	246	135	91	802	1.011	946	804	427	318	284	318	562	269	515	290	429	200	532	1.228	677	466	11,7
Sábado 11 Mar.	292	134	95	230	88	266	118	85	130	412	1.017	1.374	901	986	1.479	744	471	265	551	260	394	1.231	654	500	12,7
Domingo 12 Mar.	279	319	125	165	170	95	253	94	139	373	811	307	532	112	259	113	288	260	378	285	474	1.170	1.282	1.169	9,5
Lunes 13 Mar.	1.145	197	114	243	103	247	250	787	859	680	468	188	287	543	670	374	729	479	386	433	1.187	1.252	1.291	1.156	14,1
Martes 14 Mar.	649	350	185	99	266	97	146	539	759	498	693	377	529	1.070	394	936	436	297	267	514	664	1.188	1.191	853	13
Miércoles 15 Mar.	522	380	96	198	165	101	369	524	696	494	864	967	364	252	709	170	729	740	600	364	447	464	1.251	1.217	12,7
Jueves 16 Mar.	1.158	775	105	246	120	97	320	459	1.168	868	812	394	313	182	393	936	507	400	360	145	385	629	1.165	1.165	13,1
Viernes 17 Mar.	483	280	108	339	126	96	347	304	572	834	1.252	382	256	465	362	507	439	908	953	1.118	1.083	1.045	264	258	12,8
Sábado 18 Mar.	553	565	400	219	243	96	262	97	260	286	224	427	1.004	608	1.362	893	1.048	529	544	354	494	1.125	422	379	12,4
Domingo 19 Mar.	446	195	292	103	252	92	246	96	133	333	529	1.204	1.112	1.019	923	929	666	716	290	426	355	586	547	710	12,2
Lunes 20 Mar.	486	495	105	267	105	251	192	538	964	387	842	472	594	302	354	945	1.148	1.124	410	189	571	1.023	1.294	1.219	14,3
Martes 21 Mar.	1.039	880	140	133	348	133	337	572	239	792	715	451	2.052	1.150	558	402	365	357	211	388	353	693	1.152	1.104	14,6
Miércoles 22 Mar.	1.212	988	984	188	133	311	717	799	643	251	823	763	376	153	742	445	581	445	453	907	729	508	595	920	14,7
Jueves 23 Mar.	571	301	338	139	276	129	155	285	224	1.223	724	1.052	929	1.034	531	452	635	434	334	238	766	789	897	1.075	13,5
Viernes 24 Mar.	1.061	937	927	160	109	272	244	348	1.147	489	655	1.009	159	249	532	113	829	387	460	464	383	591	841	1.252	13,6
Sábado 25 Mar.	553	189	253	104	268	92	244	143	194	289	420	212	345	830	1.388	1.346	700	1.099	964	901	243	394	744	294	12,2
Domingo 26 Mar.	426	144	106	266	104	283	142	158	191	465	725	443	341	265	408	325	617	553	511	444	963	1.244	1.133	10,3	
Lunes 27 Mar.	773	154	296	192	114	263	231	843	469	310	137	343	907	464	397	309	1.266	591	335	182	415	627	1.390	1.231	12,2
Martes 28 Mar.	905	355	100	98	253	92	238	336	976	794	671	1.026	419	269	803	243	481	322	537	349	334	430	300	340	10,7
Miércoles 29 Mar.	440	424	96	95	263	102	264	1.088	198	609	345	610	309	1.233	714	964	346	685	841	337	248	1.289	1.300	1.096	13,9
Jueves 30 Mar.	1.021	585	154	293	113	280	271	691	336	97	268	181	266	210	351	527	132	299	343	1.059	382	649	470	430	9,4
<b>Total (kWh)</b>	<b>24,4</b>	<b>17,8</b>	<b>11,9</b>	<b>8,5</b>	<b>6</b>	<b>6,2</b>	<b>11,9</b>	<b>21</b>	<b>20,5</b>	<b>20</b>	<b>22,4</b>	<b>23,2</b>	<b>21,5</b>	<b>23,9</b>	<b>27</b>	<b>28,1</b>	<b>25,9</b>	<b>22,5</b>	<b>18,5</b>	<b>21,4</b>	<b>23,5</b>	<b>34,9</b>	<b>37,1</b>	<b>31,3</b>	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



Le recordamos que en la madrugada del día 26/03/2023 se produjo el cambio al horario de Verano.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

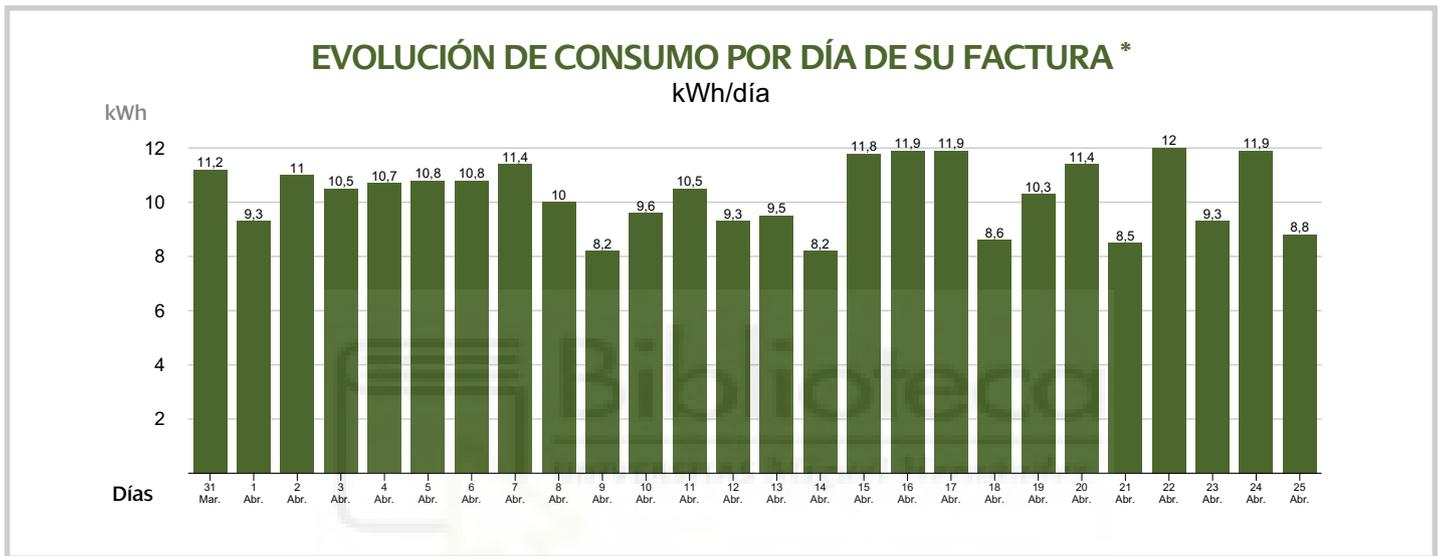
**DATOS DE FACTURA**

Dirección de suministro:

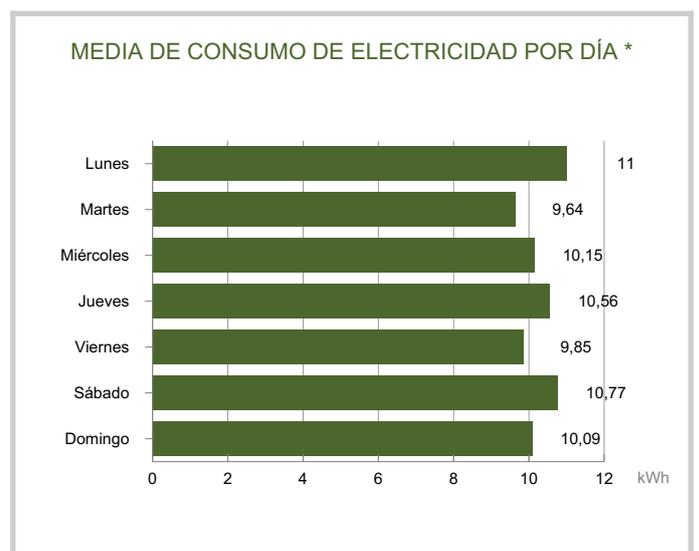
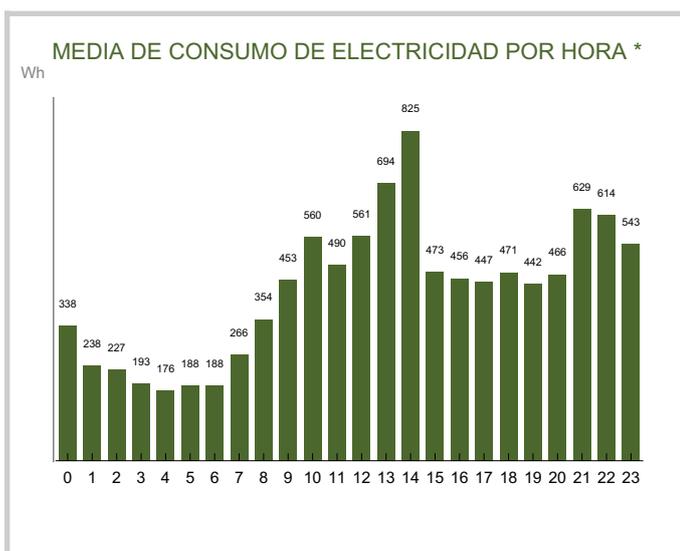
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , 2ºB  
30820-ALCANTARILLA - MURCIA

- Plan | Plan Estable
- Importe | 70,15 €
- Consumo | 267 kWh \*
- Número de factura | emitida el 28 de Abril de 2023
- Periodo de facturación | del 31 de Marzo de 2023 al 25 de Abril de 2023
- Referencia contrato suministro |

**1** Consulte el consumo de electricidad que ha realizado cada día.



**2** A continuación, le mostramos la media del consumo realizado por hora y día de la semana



**3** ¿Sabe cómo ahorrar en su factura?

Utiliza colores claros en paredes y techos para aprovechar mejor la luz natural y reducir el uso de la artificial.

\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

**4** Le mostramos el detalle de consumo de luz realizado en cada hora de cada día:

**EVOLUCIÓN DE CONSUMO POR HORA DE SU FACTURA \***

Horas (Wh)	00 - 01h	01 - 02h	02 - 03h	03 - 04h	04 - 05h	05 - 06h	06 - 07h	07 - 08h	08 - 09h	09 - 10h	10 - 11h	11 - 12h	12 - 13h	13 - 14h	14 - 15h	15 - 16h	16 - 17h	17 - 18h	18 - 19h	19 - 20h	20 - 21h	21 - 22h	22 - 23h	23h - 00h	Total (kWh)
<b>Días</b>																									
Viernes 31 Mar.	330	331	114	112	254	100	108	265	202	363	1.054	1.101	811	334	494	299	495	344	786	1.193	905	585	327	322	11,2
Sábado 1 Abr.	430	162	192	289	141	344	181	387	147	172	670	733	832	1.009	424	301	219	181	337	170	335	789	528	319	9,3
Domingo 2 Abr.	525	324	422	159	331	98	104	259	135	174	290	215	697	347	1.923	365	358	1.063	1.129	350	341	503	545	315	11
Lunes 3 Abr.	230	322	110	110	306	94	91	275	635	1.074	751	696	1.212	1.159	197	329	271	719	170	343	276	330	527	290	10,5
Martes 4 Abr.	132	241	224	159	102	259	90	89	359	230	480	603	495	338	547	443	600	507	360	511	674	1.136	996	1.104	10,7
Miércoles 5 Abr.	317	126	276	108	106	252	183	106	328	375	131	341	346	1.590	1.755	524	380	511	574	299	853	369	562	391	10,8
Jueves 6 Abr.	382	143	211	333	95	257	99	99	384	673	479	394	186	274	919	539	690	304	807	1.279	1.098	503	266	423	10,8
Viernes 7 Abr.	281	129	283	125	98	263	95	96	306	273	239	688	1.273	1.031	1.787	1.102	503	279	486	770	346	534	278	151	11,4
Sábado 8 Abr.	465	245	215	230	99	263	103	284	131	148	481	456	546	234	626	425	363	1.071	1.139	1.035	321	248	487	397	10
Domingo 9 Abr.	304	396	230	209	100	139	244	200	362	130	686	228	583	469	122	300	287	343	316	417	302	972	340	571	8,2
Lunes 10 Abr.	197	171	392	101	207	162	173	342	206	727	676	564	797	594	332	271	505	427	264	404	426	682	392	622	9,6
Martes 11 Abr.	419	118	98	256	95	256	91	91	329	432	1.018	1.180	1.032	510	642	1.078	440	239	464	147	380	352	315	480	10,5
Miércoles 12 Abr.	306	442	98	93	247	180	285	103	196	498	364	323	464	515	287	381	467	443	205	299	598	821	1.154	556	9,3
Jueves 13 Abr.	202	392	164	295	106	103	273	171	309	479	468	330	290	580	1.385	470	565	350	503	185	655	366	499	359	9,5
Viernes 14 Abr.	350	261	201	187	96	256	96	173	433	143	367	482	590	355	789	576	302	423	454	250	320	302	513	322	8,2
Sábado 15 Abr.	431	173	172	323	204	131	276	108	284	488	488	132	365	386	2.181	1.147	1.382	807	269	312	430	388	404	514	11,8
Domingo 16 Abr.	328	322	321	385	160	326	116	117	362	485	1.260	1.155	965	984	1.476	320	494	330	299	199	501	291	304	368	11,9
Lunes 17 Abr.	406	203	134	336	124	116	277	693	550	486	442	311	589	1.701	713	260	290	384	227	384	241	742	1.172	1.165	11,9
Martes 18 Abr.	822	118	275	156	114	113	487	334	764	627	235	138	456	429	528	163	274	492	336	399	285	411	343	328	8,6
Miércoles 19 Abr.	381	184	268	106	384	144	225	492	331	151	113	277	125	684	689	441	421	230	568	284	454	990	1.293	1.073	10,3
Jueves 20 Abr.	529	132	305	102	101	294	213	479	128	1.513	1.217	174	308	145	475	146	459	242	372	553	155	1.106	1.141	1.066	11,4
Viernes 21 Abr.	214	134	337	108	107	195	472	422	321	551	524	231	272	272	640	354	620	236	496	271	252	611	364	508	8,5
Sábado 22 Abr.	235	267	341	119	303	111	111	109	360	121	367	606	319	1.043	1.280	574	489	411	340	482	837	1.235	1.175	764	12
Domingo 23 Abr.	253	314	193	386	113	109	108	354	287	774	1.020	712	344	211	395	391	243	725	420	447	375	298	468	319	9,3
Lunes 24 Abr.	165	331	114	112	380	151	116	399	925	547	478	443	186	1.004	607	715	386	269	306	149	465	1.313	1.237	1.088	11,9
Martes 25 Abr.	144	216	198	112	205	173	265	463	418	141	272	232	511	1.837	228	392	350	301	606	361	286	478	323	291	8,8
<b>Total (kWh)</b>	8,8	6,2	5,9	5	4,6	4,9	4,9	6,9	9,2	11,8	14,6	12,7	14,6	18	21,4	12,3	11,9	11,6	12,2	11,5	12,1	16,4	16	14,1	

Así ha concentrado el consumo por hora en esta factura.



\* Datos proporcionados por la distribuidora. En caso de que falte algún dato, póngase en contacto con su distribuidora de energía.

Referencia Contrato:

Fecha de emisión: 3 de marzo de 2023

Hoja número: 1 / 1

Remite: Apartado de Correos 61175 28080 Madrid

1

### DATOS DEL CONTRATO

CC.PP LA PAZ DE ALCANTARILLA  
C/ DIEGO SANCHEZ HELLIN, 2 , A  
ALCANTARILLA  
MURCIA

CUPS  
CIF  
CNAE

CC.PP LA PAZ DE ALCANTARILLA

Cam LOS ROMANOS, 9, Bajo

30820 ALCANTARILLA (MURCIA)

2

### RELACIÓN DE FACTURAS DEL CONTRATO

Periodo del Certificado: 01.01.2022 / 03.03.2023

Fecha factura	Núm. factura IVA	Tipo Fact.	Periodo		Consumo (kWh)	Potencia (kW)
			Desde	Hasta		
28.01.22	21220128010230426	NOR	27.12.21	26.01.22	106,00	6,600
25.02.22	21220225010220907	NOR	26.01.22	23.02.22	102,00	6,600
01.04.22	21220401010168679	NOR	23.02.22	30.03.22	126,00	6,600
04.05.22	21220504010195255	NOR	30.03.22	01.05.22	112,00	6,600
30.05.22	21220530010181571	NOR	01.05.22	26.05.22	87,00	6,600
30.06.22	21220630010191420	NOR	26.05.22	27.06.22	110,00	6,600
29.07.22	21220729010149221	NOR	27.06.22	26.07.22	97,00	6,600
31.08.22	21220831010198557	NOR	26.07.22	28.08.22	110,00	6,600
30.09.22	21220930010179717	NOR	28.08.22	27.09.22	106,00	6,600
31.10.22	21221031010251596	NOR	27.09.22	26.10.22	99,00	6,600
30.11.22	21221130010203900	NOR	26.10.22	27.11.22	112,00	6,600
30.12.22	21221230010203849	NOR	27.11.22	27.12.22	104,00	6,600
31.01.23	21230131010228667	NOR	27.12.22	26.01.23	101,00	6,600
28.02.23	21230228010213439	NOR	26.01.23	23.02.23	92,00	6,600

3

### RESUMEN DEL PERIODO

Total consumo:

1.464,00 kWh

Dirección de Administración de Contratos

AENOR

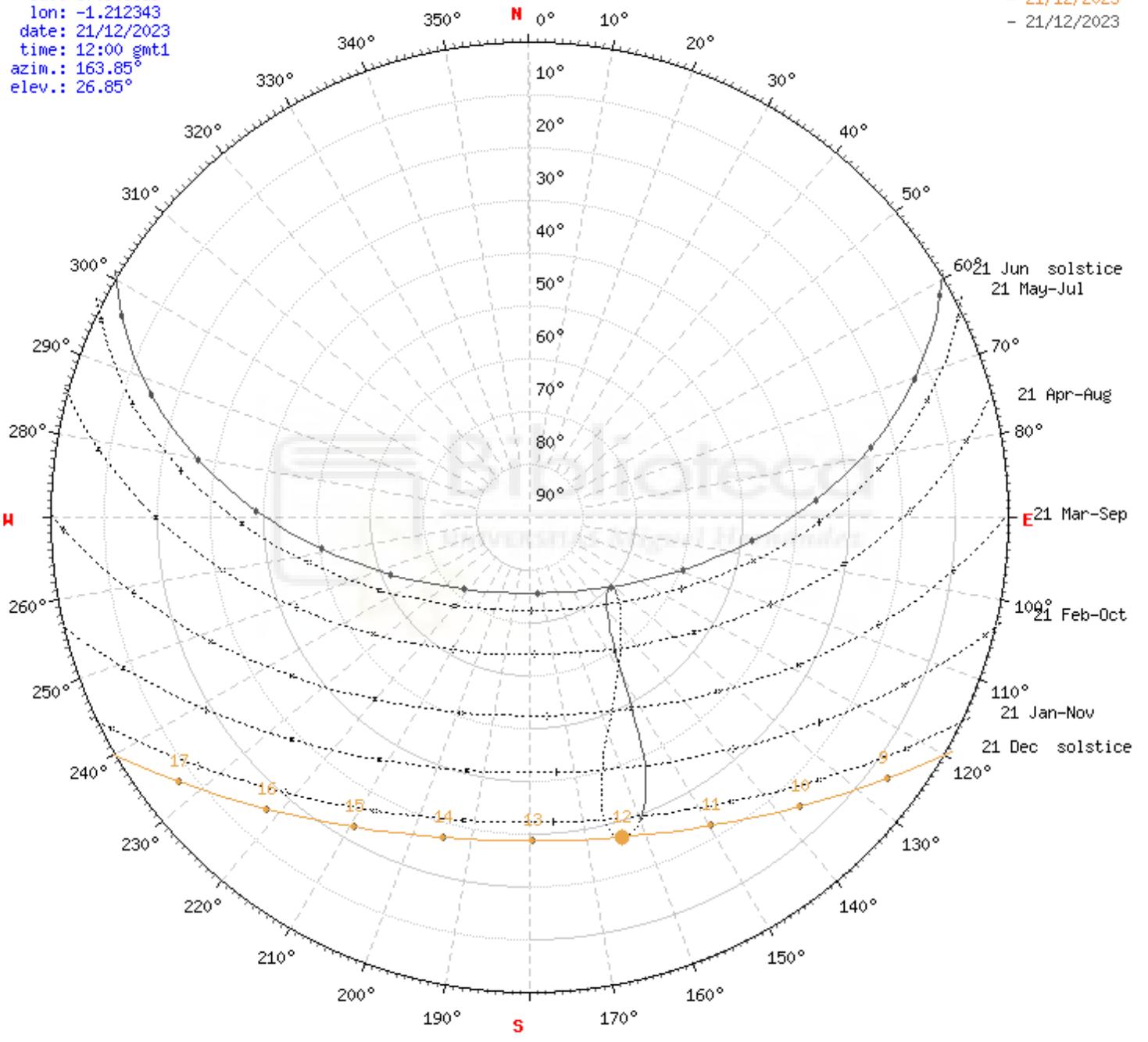


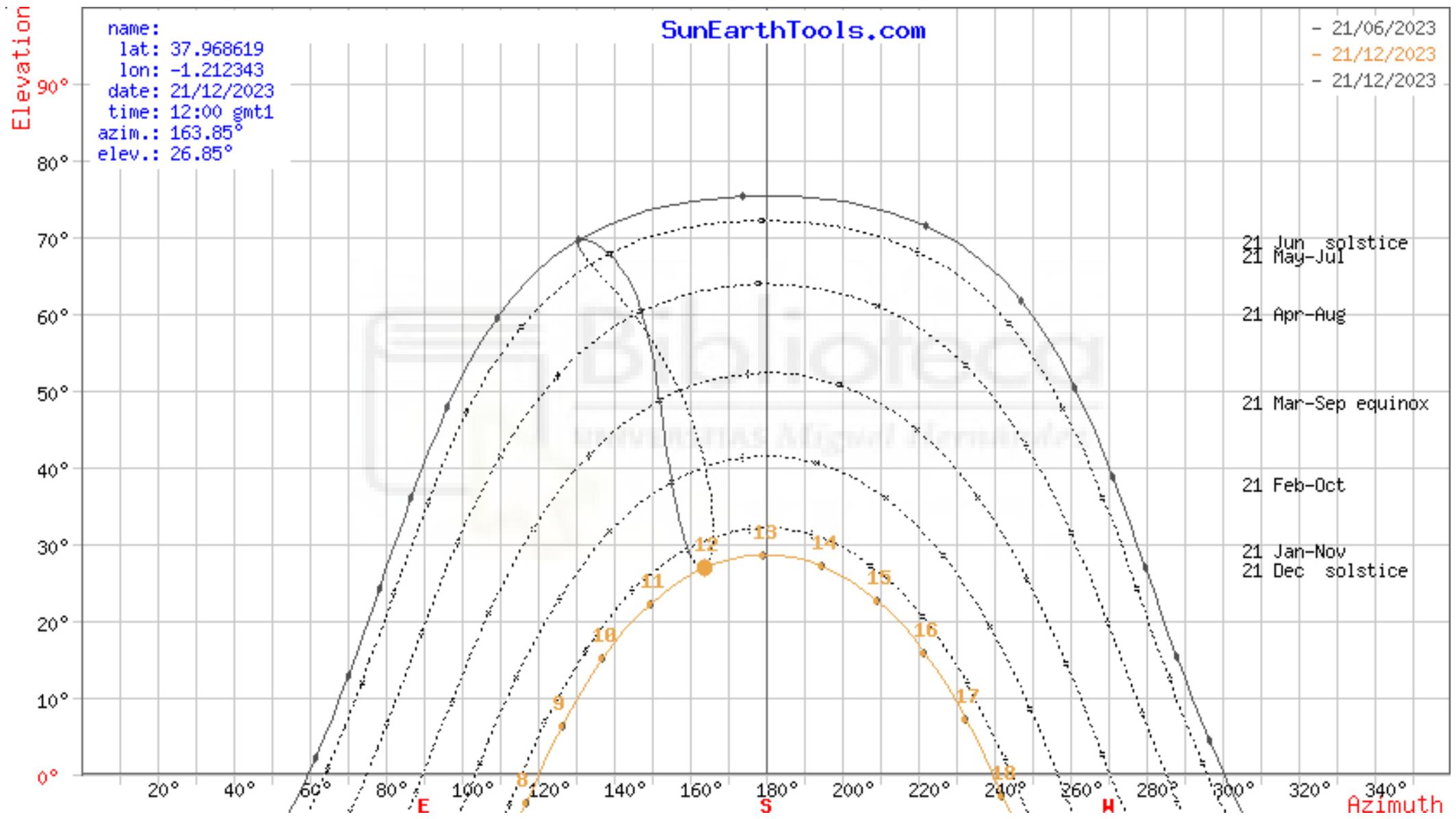
Teléfono de Atención al Cliente (24 horas): 900 225 235

name:  
lat: 37.968619  
lon: -1.212343  
date: 21/12/2023  
time: 12:00 gm1  
azim.: 163.85°  
elev.: 26.85°

SunEarthTools.com

- 21/06/2023  
- 21/12/2023  
- 21/12/2023





Fecha: 21/12/2023  
Coordenadas: 37.968619, -1.212343

Hora	Elevación	Azimut
8:16:54	-0.833	119.55
8:25:00	0.54	120.79
8:30:00	1.39	121.57
8:35:00	2.22	122.35
8:40:00	3.05	123.15
8:45:00	3.87	123.95
8:50:00	4.68	124.76
8:55:00	5.49	125.58
9:00:00	6.29	126.41
9:05:00	7.08	127.24
9:10:00	7.86	128.09
9:15:00	8.63	128.95
9:20:00	9.39	129.82
9:25:00	10.14	130.7
9:30:00	10.88	131.58
9:35:00	11.61	132.48
9:40:00	12.33	133.4
9:45:00	13.04	134.32
9:50:00	13.74	135.25
9:55:00	14.43	136.2
10:00:00	15.11	137.16
10:05:00	15.77	138.13
10:10:00	16.42	139.11
10:15:00	17.06	140.1
10:20:00	17.69	141.11
10:25:00	18.3	142.13
10:30:00	18.89	143.16
10:35:00	19.48	144.21
10:40:00	20.05	145.26
10:45:00	20.6	146.33
10:50:00	21.14	147.42
10:55:00	21.66	148.51
11:00:00	22.17	149.62
11:05:00	22.66	150.74
11:10:00	23.13	151.88
11:15:00	23.59	153.02
11:20:00	24.02	154.18
11:25:00	24.44	155.35
11:30:00	24.85	156.53
11:35:00	25.23	157.73
11:40:00	25.59	158.93
11:45:00	25.94	160.14
11:50:00	26.26	161.37

11:55:00	26.57	162.6
12:00:00	26.85	163.85
12:05:00	27.11	165.1
12:10:00	27.36	166.36
12:15:00	27.58	167.63
12:20:00	27.78	168.9
12:25:00	27.96	170.18
12:30:00	28.11	171.47
12:35:00	28.25	172.76
12:40:00	28.36	174.06
12:45:00	28.45	175.35
12:50:00	28.52	176.66
12:55:00	28.57	177.96
13:00:00	28.59	179.27
13:05:00	28.59	180.57
13:10:00	28.57	181.88
13:15:00	28.53	183.18
13:20:00	28.46	184.48
13:25:00	28.38	185.78
13:30:00	28.26	187.08
13:35:00	28.13	188.37
13:40:00	27.98	189.66
13:45:00	27.8	190.94
13:50:00	27.6	192.22
13:55:00	27.39	193.49
14:00:00	27.14	194.75
14:05:00	26.88	196
14:10:00	26.6	197.24
14:15:00	26.3	198.48
14:20:00	25.98	199.7
14:25:00	25.64	200.92
14:30:00	25.27	202.13
14:35:00	24.89	203.32
14:40:00	24.49	204.5
14:45:00	24.08	205.67
14:50:00	23.64	206.83
14:55:00	23.19	207.98
15:00:00	22.72	209.12
15:05:00	22.23	210.24
15:10:00	21.72	211.35
15:15:00	21.2	212.45
15:20:00	20.67	213.53
15:25:00	20.12	214.6
15:30:00	19.55	215.66
15:35:00	18.97	216.71
15:40:00	18.37	217.74
15:45:00	17.76	218.76
15:50:00	17.14	219.77

15:55:00	16.5	220.77
16:00:00	15.85	221.75
16:05:00	15.19	222.72
16:10:00	14.51	223.68
16:15:00	13.83	224.63
16:20:00	13.13	225.57
16:25:00	12.42	226.49
16:30:00	11.7	227.4
16:35:00	10.97	228.3
16:40:00	10.23	229.19
16:45:00	9.48	230.07
16:50:00	8.72	230.94
16:55:00	7.95	231.8
17:00:00	7.17	232.65
17:05:00	6.38	233.49
17:10:00	5.59	234.32
17:15:00	4.78	235.14
17:20:00	3.97	235.95
17:25:00	3.15	236.75
17:30:00	2.32	237.55
17:35:00	1.49	238.33
17:40:00	0.65	239.11
17:48:42	-0.833	240.45



# Tiger Neo N-type 54HL4-B 400-420 Watt ALL-BLACK MODULE

## N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



## Key Features



### SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



### Durability Against Extreme Environmental Conditions

High salt mist and ammonia resistance.



### Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

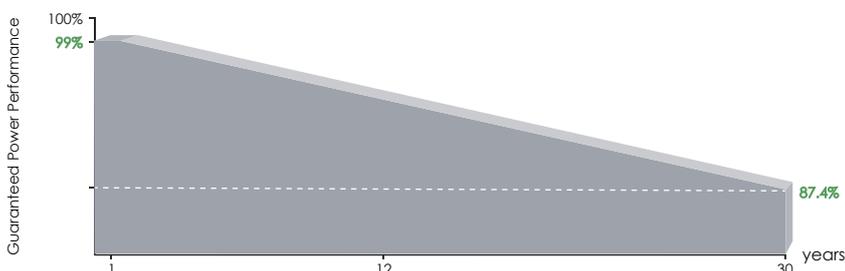


### Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



## LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

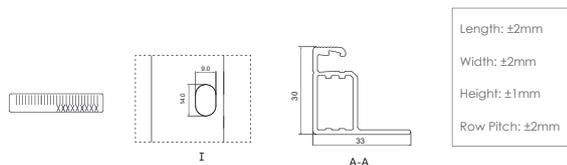
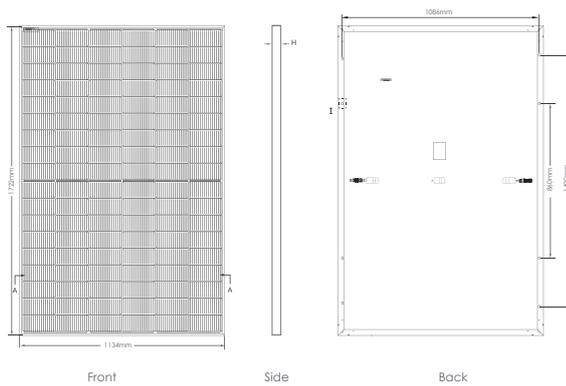


**25** Year Product Warranty

**30** Year Linear Power Warranty

**0.40%** Annual Degradation Over 30 years

## Engineering Drawings

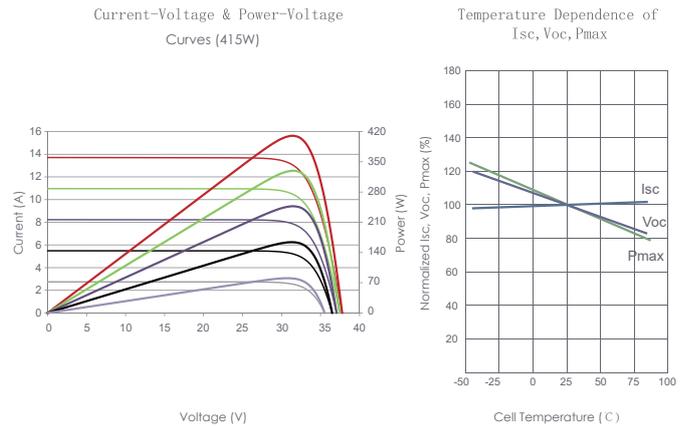


## Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 936pcs/ 40'HQ Container

## Electrical Performance & Temperature Dependence



## Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	108 (6×18)
Dimensions	1722×1134×30mm (67.79×44.65×1.18 inch)
Weight	22 kg (48.50 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

## SPECIFICATIONS

Module Type	JKM400N-54HL4-B		JKM405N-54HL4-B		JKM410N-54HL4-B		JKM415N-54HL4-B		JKM420N-54HL4-B	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	400Wp	301Wp	405Wp	305Wp	410Wp	308Wp	415Wp	312Wp	420Wp	316Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	31.28V	28.89V	31.47V	29.08V	31.66V	29.59V	31.85V	29.78V	32.04V	29.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.79A	10.30A	12.87A	10.36A	12.95A	10.42A	13.03V	10.48A	13.11A	10.54A
Open-circuit Voltage (Voc)	37.38V	35.50V	37.58V	35.69V	37.77V	35.88V	37.96V	36.06V	38.15V	36.24V
Short-circuit Current (Isc)	13.55A	10.94A	13.62A	11.00A	13.68A	11.04A	13.74A	11.09A	13.80A	11.14A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.74%		21.00%		21.25%		21.51%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

\*STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

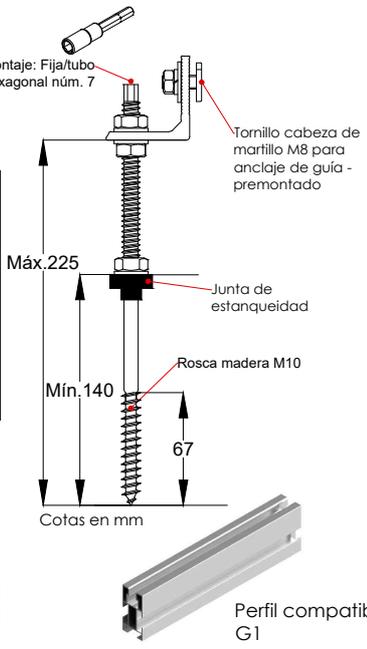
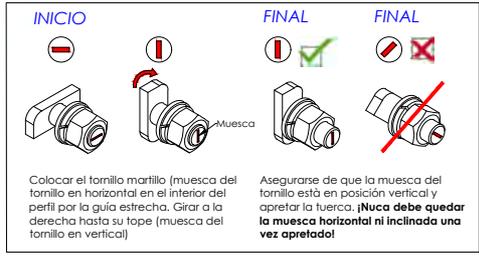
# Ficha técnica

## Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

# 01V



Broca para hormigón N°12  
Broca para madera N°9



- Soporte coplanar para anclaje a losa de hormigón y/o madera.
- Válido para todo tipo de tejas, excepto pizarra.
- Sin necesidad de desmontar la cubierta.
- La fijación incluye junta de estanqueidad.
- Disposición de los módulos: Vertical.
- Válido para espesores de módulos de 30 hasta 45 mm.
- Kits disponibles de 1 a 6 módulos.

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

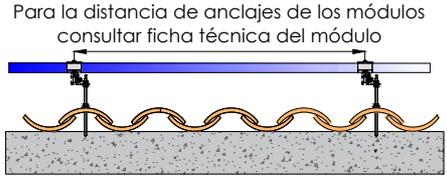
**Materiales:** Perfilaría de aluminio EN AW 6005A T6  
Tornillería de acero inoxidable A2-70

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

**Dos opciones:**

- Para módulos de hasta 2279x1150 - **Sistema Kit**
- 2279x1150 **Kit** (Ver página 2)
- Para módulos de hasta 2400x1350 - **Sistema PS**
- 2400x1350 **PS** (Ver página 3)

Carga de nieve: 40 kg/m²

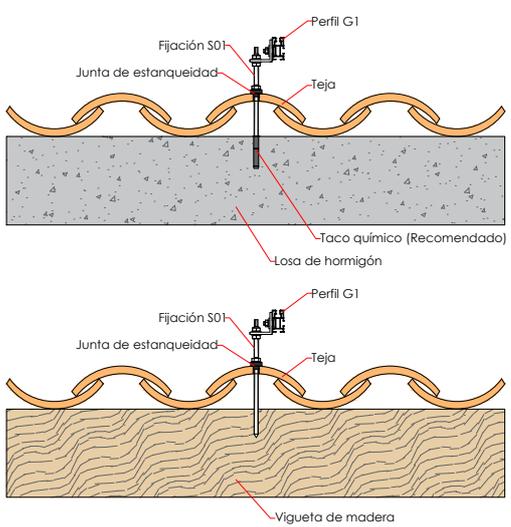


**Nota**

La fijación L no se debe montar hasta haber fijado el anclaje.

\*Para losa de hormigón, se recomienda utilizar taco químico

\*Para anclaje a madera se recomienda un pretaladro con una broca del núm. 9



**Par de apriete:**

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

Herramientas necesarias:



Seguridad:



100% Reciclable

**Marcado ES19/86524 CE**



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

# Velocidades de viento

Soporte coplanar continuo atornillado para cubierta de teja

**01V**  
Sistema kit

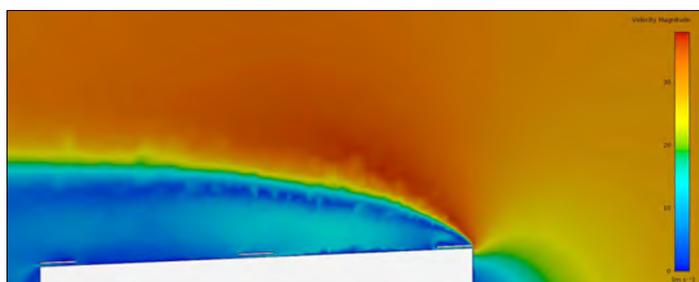


- **Cargas de viento:** Según túnel del viento en modelo computacional CFD
- **Cálculo estructural:** Modelo computacional comprobado mediante EUROCÓDIGO 9 "PROYECTO ESTRUCTURAS DE ALUMINIO"

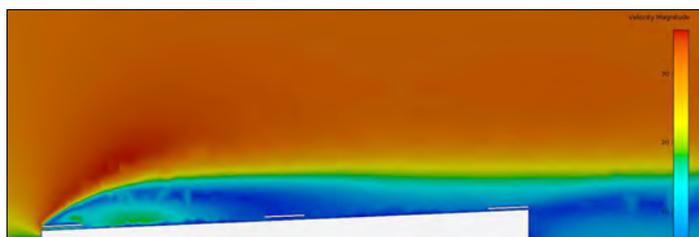
 Cuadro de velocidades máx. admisibles de viento								
Tamaño del módulo 	1	2	3	4	5	6	nº de módulos	
2000x1000	150	150	150	150	150	150	Velocidad de viento km/h	
2279x1150	150	150	150	150	150	150		

Tabla 1 - Velocidades máximas de viento admisibles.

- Para garantizar la resistencia a la velocidad máxima de diseño se deberán utilizar anclajes adecuados.



Flujo viento norte - En estructura coplanar.



Flujo viento sur - En estructura coplanar.

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

# SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 Smart PV Controller



## Active Safety

AI Powered Arcing Protection



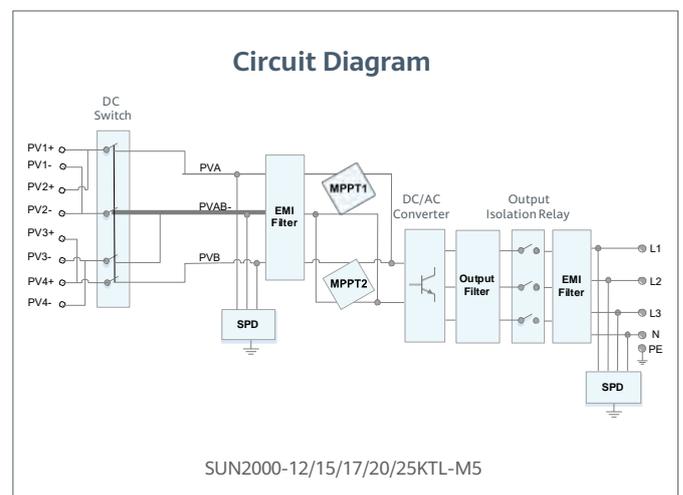
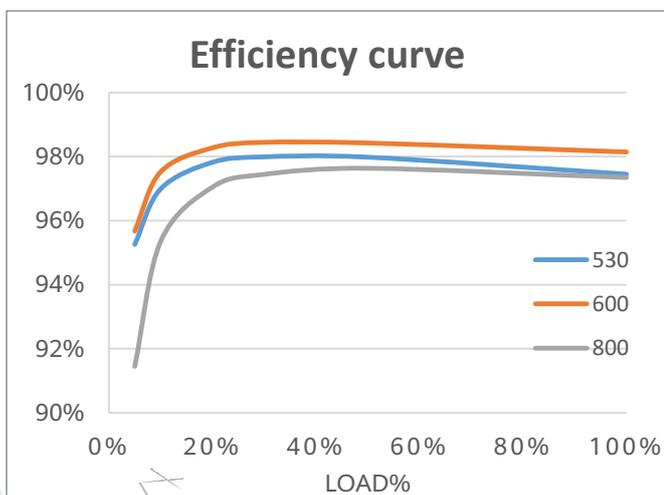
## Higher Yields

Up to 30% More Energy with Optimizer



## Flexible Communication

WLAN, Fast Ethernet, 4G  
Communication Supported



# SUN2000-12/15/17/20/25KTL-M5 Technical Specification

Technical Specification	SUN2000 -12KTL-M5	SUN2000 -15KTL-M5	SUN2000 -17KTL-M5	SUN2000 -20KTL-M5	SUN2000 -25KTL-M5
-------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

## Efficiency

Max. efficiency	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%	98.4%
European weighted efficiency	97.9%	98.0%	98.1%	98.1%	98.2%

## Input

Recommended max. PV power <sup>1</sup>	18,000 Wp	22,500 Wp	25,500 Wp	30,000 Wp	37,500 Wp
Max. input voltage <sup>2</sup>	1100 V				
Full-load MPPT voltage range	370V~800V	410V~800V	440V~800V	480V~800V	530~800V
MPPT Operating voltage range <sup>3</sup>	200 V ~ 1000 V				
Start-up voltage	200 V				
Rated input voltage	600 V				
Max. input current per MPPT	30 A (two string) / 20 A (single string)				
Max. short-circuit current	40 A				
Number of MPP trackers	2				
Max. number of inputs	4				

## Output

Grid connection	Three phase				
Rated output power	12,000 W	15,000 W	17,000 W	20,000 W	25,000 W
Max. apparent power	13,200 W	16,500 VA	18,700 VA	22,000 VA	27,500 VA
Rated output voltage	220 Vac / 380 Vac, 230 Vac / 400 Vac, 239.6 Vac / 415Vac, 3W + N + PE				
Rated AC grid frequency	50 Hz / 60 Hz				
Max. output current	18.2A/380Vac 17.3A/400Vac 16.7A/415Vac	25.2A/380Vac 23.9A/400Vac 23.1A/415Vac	28.6A/380Vac 27.1A/400Vac 26.1A/415Vac	33.6A/380Vac 31.9A/400Vac 30.8A/415Vac	42.0A/380Vac 39.9A/400Vac 38.5A/415Vac
Adjustable power factor	0.8 leading ... 0.8 lagging				
Max. total harmonic distortion	≤ 3 %				

## Features & Protections

Overvoltage Category	PV II/AC III
Input-side disconnection device	Yes
Anti-islanding protection	Yes
AC over-current protection	Yes
DC reverse-polarity protection	Yes
String fault detection	Yes
DC surge protection	TYPE II
AC surge protection	CLASS II
Residual current monitoring unit	Yes
Arc fault protection	Yes
Ripple control	Yes
Integrated PID recovery <sup>4</sup>	Yes

## General Data

Operation temperature range	-25 ~ + 60 °C (-13 °F ~ 140 °F)
Relative humidity	0 % RH ~ 100% RH
Max. operating altitude	0 ~ 4,000 m (13,123 ft.) (Derating above 2000 m)
Cooling	Smart air cooling
Display	LED Indicators; Integrated WLAN + FusionSolar App
Communication	RS485; WLAN/Ethernet via Smart Dongle-WLAN-FE (Optional) 4G / 3G / 2G via Smart Dongle-4G (Optional)
Weight (with mounting plate)	21kg (46.4 lb)
Dimensions (W x H x D) (incl. mounting plate)	546 x 460 x 228mm (21.5 x 18.1 x 9.0 inch)
Degree of protection	IP66

## Optimizer Compatibility

DC MBUS compatible optimizer	SUN2000-450W-P, SUN2000-450W-P2, SUN2000-600W-P, SUN2000-1300W-P, SUN2000-1100W-P
------------------------------	---

## Standard Compliance (more available upon request)

Safety	EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2
Grid connection standards	G99, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16, VDE-AR-N-4105, VDE-AR-N-4110, C10/11, ABNT, VFR 2019, UNE 217001, UNE 217002, RD 244, TOR D4, IEC61727, IEC62116

<sup>\*1</sup> Inverter max input PV power is 40,000 Wp when long strings are designed and fully connected with SUN2000-450W-P power optimizers.

<sup>\*2</sup> The maximum input voltage is the upper limit of the DC voltage. Any higher input DC voltage would probably damage inverter.

<sup>\*3</sup> Any DC input voltage beyond the operating voltage range may result in inverter improper operating.

<sup>\*4</sup> SUN2000-12~20KTL-M2 raises potential between PV- and ground to above zero through integrated PID recovery function to recover module degradation from PID. Supported module types include: P-type (mono, poly)

# Smart Power Sensor



## Preciso

Precisión de medición: Clase 1



## Fácil y sencillo

Pantalla LCD, fácil de configurar y comprobar



## Energía eficiente

Consumo general de energía  $\leq 1$  W

Especificaciones técnicas	DDSU666-H	DTSU666-H 250A/50mA
<b>Datos generales</b>		
Dimensiones (alto x anchura x profundidad)	100 x 36 x 65.5 mm	100 x 72 x 65.5 mm
Tipo de montaje	DIN35 Rail	
Peso (incluidos los cables)	1.2 kg	1.5 kg
<b>Fuente de alimentación</b>		
Tipo de red eléctrica	1P2W	3P4W
Tensión de entrada (por fase)	176 Vac ~ 288 Vac	
Consumo de potencia	$\leq 0.8$ W	$\leq 1$ W
<b>Rango de medición</b>		
Tensión de línea	/	304 Vac ~ 499 Vac
Tensión por fase	176 Vac ~ 288 Vac	
Intensidad	0 ~ 100 A	0 ~ 250 A
<b>Precisión de medición</b>		
Tensión	$\pm 0.5$ %	
Intensidad / Potencia / Energía	$\pm 1$ %	
Frecuencia	$\pm 0.01$ Hz	
<b>Comunicación</b>		
Interfaz	RS485	
Velocidad de transmisión en baudios	9,600 bps	
Protocolo de comunicación	Modbus-RTU	
<b>Entorno</b>		
Rango de temperatura de operación	-25 °C ~ 60 °C	
Rango de temperatura de almacenamiento	-40 °C ~ 70 °C	
Humedad de operación	5 %RH ~ 95 %RH (sin condensación)	
<b>Otros</b>		
Accesorios	Cable RS485 (10 m)	
	1 CT 100 A/40 mA (5 m)	3 CT 250 A/50 mA (5 m)



# Cca

## APLICACIÓN

El cable TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K está certificado por TÜV según la norma EN 50618 y por AENOR según la norma IEC 62930. Es adecuado para instalaciones solares fijas y móviles (huertos solares, instalaciones solares en tejados, autoconsumo y plantas flotantes).

Se trata de un cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor. Es compatible con la mayoría de los conectores.

Gracias a las prestaciones de sus materiales puede ser instalado a la intemperie o directamente enterrado en plenas garantías.

## CONSTRUCCIÓN

### Conductor

Cobre electrolítico recocido y estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228.

### Aislamiento

Aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF).

Aislamiento según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

### Cubierta

Goma flexible de baja emisión de humos y libre de halógeno (LSHF), según tabla B1, Anexo B de norma EN 50618 e IEC 62930.

Color rojo o negro.

## CARACTERÍSTICAS



### Características eléctricas

Baja tensión: 1,5/1,5 (1,8) kV DC.  
1,0/1,0 kV AC.



### Características térmicas

Temperatura máxima del conductor: 120 °C durante 20.000 h.  
Temperatura máxima en cortocircuito: 250 °C (máximo 5 s).  
Temperatura mínima de servicio: -40 °C (estático con protección).



### Características frente al fuego

No propagador de la llama según UNE-EN 60332-1-2 / IEC 60332-1-2.  
No propagador del incendio según EN 50399.  
Reacción al fuego CPR: Cca s1b, d2, a1, según EN 50575.  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:  
Transmitancia luminosa > 60%.  
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.



### Características mecánicas

Radio de curvatura:  
4x diámetro de cable (diámetro de cable ≤ 8 mm)  
5x diámetro del cable (8 < diámetro del cable ≤ 12 mm).  
6x diámetro de cable (diámetro de cable > 12 mm).  
Resistencia a los impactos: AG2 Medio.



### Características medioambientales

Resistencia a grasas y aceites: Excelente.  
Resistencia a los ataques químicos: Excelente.  
Resistente al ozono según EN 50618.  
Resistencia a los rayos ultravioleta según EN 50618.  
Presencia de agua AD8 Sumersión.



### Condiciones de instalación

Al aire.  
Enterrado.  
Entubado.

## NORMAS / CERTIFICACIONES



### Norma de referencia

EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502



### Certificaciones

TÜV (desde 2,5 hasta 25 mm<sup>2</sup> en rojo y negro) / RETIE / AENOR / RoHS / CE



### CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)

Cca-s1b, d2, a1



Cable flexible y libre de halógenos a 90°C para el cableado de cuadros eléctricos.

NORMA DE REFERENCIA: EN 50525-3-41



## Dca

### APLICACIÓN

Toxfree® ZH H05Z-K & H07Z-K es un cable flexible para instalaciones fijas y protegidas.

Es muy recomendable para uso en lugares públicos como: hospitales, escuelas, museos, aeropuertos, terminales de autobuses, centros comerciales, oficinas, laboratorios, etc.

No es adecuado para lugares húmedos o sumergidos.

- Uso doméstico.
- Lugares públicos.
- Cableado de cuadros eléctricos.

### CONSTRUCCIÓN

#### Conductor

Cobre electrolítico recocido, clase 5 (flexible) según UNE 60228 e IEC 60228.

#### Aislamiento

Aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos, tipo E15 según EN 50363-5.

La identificación estándar de los conductores aislados es la siguiente:

Azul	RAL 5015
Marrón	RAL 8003
Negro	RAL 9005
Rojo	RAL 3000
Amarillo/ Verde	RAL 6018/1021
Gris	RAL 7000
Blanco	RAL 9010

Otros colores disponibles bajo demanda.

### CARACTERÍSTICAS

- Características eléctricas**  
Baja tensión 300/500 V - 450/750 V.  
Tensión Nominal: H05Z-K (hasta 1 mm<sup>2</sup>): 300/500 V.  
H07Z-K (a partir de 1,5 mm<sup>2</sup>): 450/750 V.
- Características térmicas**  
Temperatura máxima del conductor: 90°C.  
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (max. 5 s).  
Temperatura mínima de servicio: -40°C (instalaciones fijas y protegidas)
- Características frente al fuego**  
No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 / IEC 60332-1.  
Reacción al fuego CPR: D<sub>ca</sub>-s1b, d1, a1 según EN 50575 (ver sección).  
Libre de halógenos según UNE-EN 60754-1 / IEC 60754-1.  
Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 / IEC 61034:  
Transmitancia luminosa > 60%.  
Baja emisión de gases corrosivos según UNE-EN 60754-2 / IEC 60754-2.
- Características mecánicas**  
Radio de curvatura: 5x diámetro exterior.
- Características medioambientales**  
Resistencia a los ataques químicos: Aceptable.
- Condiciones de instalación**  
Entubado.

### NORMAS / CERTIFICACIONES

- Norma de referencia**  
EN 50525-3-41
- Certificaciones**  
HAR / AENOR / RoHS / CE
- CPR (Reglamento de Productos de la Construcción)**  
D<sub>ca</sub>-s1b, d1, a1 (según sección)



## DIMENSIONES E INTENSIDADES ADMISIBLES



Sección (mm <sup>2</sup> )	Diámetro (mm)	Peso (kg/km)	En conducto 2 cond. (A) <sup>1</sup>	En conducto 3 cond. (A) <sup>1</sup>	Caída tensión (V/A · km) <sup>2</sup>
1 x 1	2,4	13			49,72
1 x 1,5	2,9	20	23	20	33,91
1 x 2,5	3,6	30	31	28	20,35
1x4	4,1	45	42	37	12,62
1x6	4,7	60	54	48	8,41
1 x 10	6,0	105	75	66	4,87
1 x 16	7,0	160	100	88	3,08
1 x 25	8,8	245	133	117	1,99
1 x35	9,9	340	164	144	1,41
1 x 50	11,8	470	198	175	0,98
1 x 70	13,2	650	253	222	0,69
1 x 95	15,4	860	306	269	0,52
1 x 120	16,9	1.080	354	312	0,41
1 x 150	19,0	1.345	393	342	0,32

<sup>1</sup> Método de referencia B1 según IEC60364-5-52 al aire libre a 30°C de temperatura ambiente. Dos o tres conductores instalados en tubo en una pared.

<sup>2</sup> A temperatura máxima de servicio, cosφ=1 y circuito monofásico.

## INTENSIDADES EN CORTOCIRCUITO

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
A/mm <sup>2</sup>	452	320	261	202	143	117	101	90	83

## FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS DEL AIRE

T. Aire (°C)	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Factor	1,12	1,06	1	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61	0,50



## gPV CILINDRICOS

fusibles



**PROTECTING  
THE WORLD**





TENSIÓN ASIGNADA  
1100V DC  
1000V DC

CORRIENTE ASIGNADA  
15A | 20A  
25A | 32A

PODER DE CORTE  
10kA  
30kA

**NORMAS**

IEC/EN 60269-1  
IEC/EN 60269-6  
UL248-1  
UL248-19



## Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos 14x51 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000/1.100V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

→ Size 14x51 1100V DC 15A and 20A

→ Size 14x51 1000V DC 25A and 32A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

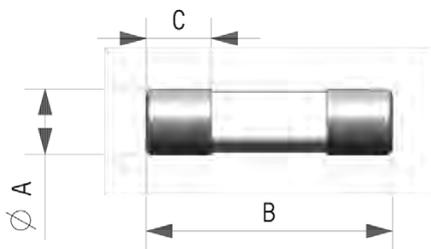
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las **bases portafusibles PMX-PV 14x51**



## Dimensiones



A	B	C
14,3	51	13

Peso 18gr

## Referencias

U (V DC)	I <sub>n</sub> (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Uni /CAJA
1100	15	<b>491647</b>	10/50
	20	<b>491648</b>	10/50
1000	25	<b>491650</b>	10/50
	32	<b>491655</b>	10/50



## Datos técnicos

Tensión asignada	1100V DC   1000V DC
Corriente asignada	1100V DC → 15A   20A 1000V DC → 25A   32A
Poder de corte asignado	1100V DC → 10kA 1000V DC → 30kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1,35·I <sub>n</sub>
Corriente de no fusión	1,13·I <sub>n</sub>
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

\* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

## Normas

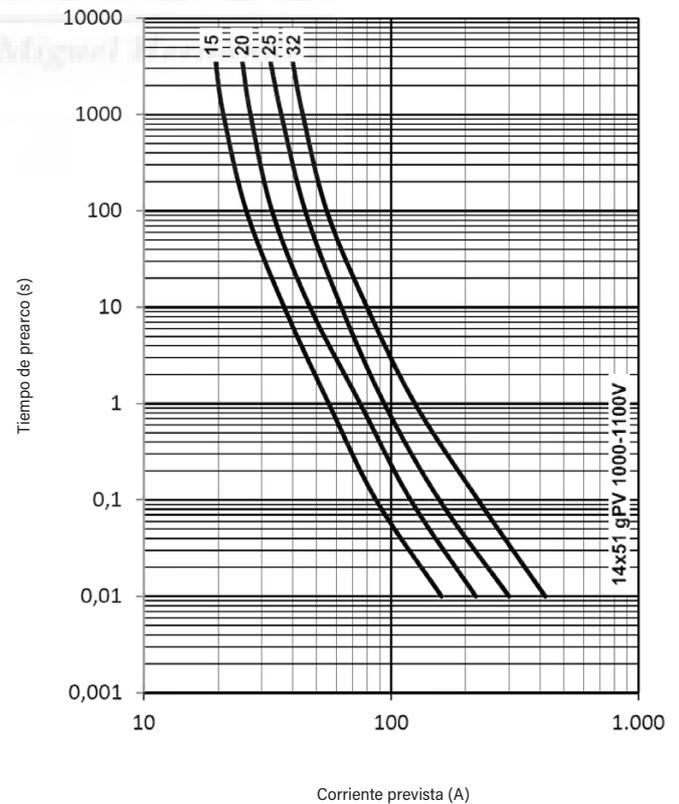
IEC/EN 60269-1  
IEC/EN 60269-6  
UL248-1  
UL248-19  
RoHS Compliant



## Potencias disipadas

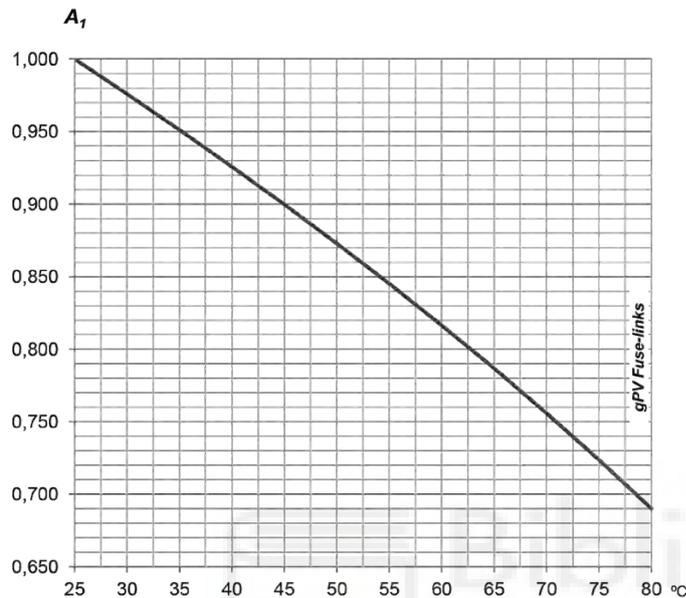
I <sub>n</sub>	I <sub>t</sub> PREARCO	I <sub>t</sub> TOTAL	POTENCIA DISIPADA 0,7 · I <sub>n</sub>	POTENCIA DISIPADA I <sub>n</sub>
(A)	(A <sup>2</sup> S)	(A <sup>2</sup> S)	(W)	(W)
15	48	112	1,34	3,14
20	99	367	1,55	3,68
25	275	650	1,60	3,80
32	550	1300	2,00	4,70

## Características t-I





## Coeficiente de reducción por temperatura ambiente



$t_a$ (°C)	$A_1$
25	1,00
30	0,98
35	0,95
40	0,93
45	0,90
50	0,87
55	0,84
60	0,82
65	0,79
70	0,76
75	0,72
80	0,69

## Guía de selección y aplicación

En las centrales fotovoltaicas, se dan unas condiciones de instalación y de funcionamiento que deben ser consideradas a la hora de seleccionar el fusible adecuado para la protección.

Estos fusibles suelen ir montados en el interior de cajas estancas, donde se alcanzan temperaturas ambiente elevadas. Esto obliga a reducir la corriente máxima a través de los fusibles ya que en caso contrario podría producirse la fusión prematura de los mismos. Para evitarlo, se deben aplicar unos coeficientes de reducción.

Por otro lado, los ciclos día/noche y el paso de nubes hacen que la corriente varíe continuamente a través de los fusibles, generando continuos calentamientos y enfriamientos que producen stress térmico y mecánico en los materiales, especialmente en el elemento de fusión. Para evitar un posible envejecimiento prematuro que provoca la fusión intempestiva, debemos aplicar un coeficiente de seguridad (DF Electric recomienda un valor de 0,80 para este tipo de aplicaciones).

Teniendo presentes estas consideraciones, podemos seleccionar el fusible más adecuado.

Para verificar que la tensión asignada del fusible es adecuada debemos tener en cuenta los siguientes puntos:

- Tensión de circuito abierto de los módulos PV ( $V_{OC\ STC}$ )
- Número de módulos conectados en serie (M).
- Factor de seguridad (20%) para tener en cuenta el incremento de la tensión de vacío a temperaturas muy bajas.

Así, la tensión asignada en DC mínima de los fusibles debe ser:

$$V_{DC}(\text{fusible}) \geq V_{OC}(\text{STC}) \cdot M \cdot 1,2$$

La tensión de circuito abierto de los módulos  $V_{OC\ STC}$  es la tensión máxima que un módulo fotovoltaico puede dar cuando funciona en vacío (sin ninguna carga conectada) en unas condiciones de ensayo determinadas (STC = Standard Test Condition) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Para escoger la corriente asignada del fusible a utilizar, los puntos a contemplar serán:

- Intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC)
- Factor de corrección de la temperatura ambiente ( $A_1$ ).
- Factor de corrección por variación de la corriente ( $A_2$ ).

La intensidad de cortocircuito de los módulos ISC (STC) es la corriente máxima que un módulo fotovoltaico puede dar en unas condiciones de ensayo determinadas (STC) y es un dato indicado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Factor de corrección recomendado por variación de la corriente ( $A_2$ ): 0,80.

La temperatura ambiente en el interior de las cajas donde se alojan las protecciones puede alcanzar fácilmente valores de 40° C ó 45° C (para climas tropicales hay que considerar valores más elevados).

Se debe aplicar un factor de corrección ( $A_1$ ) en función de la temperatura ambiente.

Con las consideraciones anteriores, la corriente asignada del fusible debe ser:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{A_1 \cdot A_2}$$

Como ejemplo, si consideramos una temperatura ambiente máxima de 45° C, el calibre a utilizar sería:

$$I_N(\text{fusible}) \geq \frac{I_{SC\ STC}}{0,90 \cdot 0,80} \geq I_{SC\ STC} \cdot 1,4$$

**OFICINA CENTRAL Y FÁBRICA**

SILICI, 67-69  
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT  
BARCELONA  
SPAIN  
Tel. +34 93 377 85 85  
Fax +34 93 377 82 82

**VENTAS INTERNACIONAL**

Tel. +34 93 475 08 64  
Fax +34 93 480 07 75  
export@dfelectric.es

**VENTAS NACIONAL**

Tel. 93 475 08 64  
Fax 93 480 07 76  
comercial@dfelectric.es

[dfelectric.es](http://dfelectric.es)



Los datos reflejados en esta ficha técnica están sujetos a la correcta instalación del producto de acuerdo con las instrucciones del fabricante, normas y reglamentos de instalación y conforme a las reglas profesionales, debidamente mantenido y utilizado en las aplicaciones para las que está previsto.

Los productos descritos en este documento han sido diseñados, desarrollados y ensayados de acuerdo a una normativa específica. Se consideran componentes que son integrados formando parte de una instalación, máquina o equipo. La garantía y responsabilidad del correcto funcionamiento general del conjunto corresponde al fabricante de la instalación, máquina o equipo.

DF ELECTRIC no puede garantizar las características de una instalación, máquina o equipo que ha sido diseñado por un tercero. Una vez que se ha seleccionado un producto, el usuario debe comprobar que es apropiado para su aplicación, mediante las verificaciones y/o ensayos que considere oportunos.

DF ELECTRIC se reserva el derecho a cambiar las dimensiones, especificaciones, materiales o el diseño de sus productos en cualquier momento sin previo aviso.



# PROTECTING THE WORLD





# PMX

bases modulares industriales para fusibles cilíndricos

PMX

14x51



8x32

10x38

14x51

22x58

**PROTECTING THE WORLD**





CORRIENTE ASIGNADA	50A
TENSIÓN ASIGNADA	690V AC 750V DC
POTENCIA DISIPABLE MÁXIMA	6W
ÍNDICE DE PROTECCIÓN	IP20

<b>NORMAS</b>
IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-2
UL 4248-1
UL 486E
CSA C22.2 N° 4248-1
CSA 22.2 N° 65



## Bases portafusibles industriales para fusibles cilíndricos

Bases portafusibles modulares para utilizar con fusibles cilíndricos talla 8x32 según norma IEC/EN 60269.

Diseño compacto, de dimensiones reducidas.

Zonas de ventilación optimizadas para una mejor disipación del calor.

Fabricadas con materiales de calidad

- Contactos de cobre electrolítico plateados.
- Materiales plásticos auto extingüibles y de alta resistencia a la temperatura.
- Todos los materiales utilizados son conformes a la Directiva europea RoHS.



Amplia gama de accesorios disponible.

Certificación UL (File E193529).



## Accesorios

REFERENCIA	DESCRIPCIÓN	EMBALAJE Uni /CAJA
480005	PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR	12/300
485356	PASADOR DE UNIÓN MULTIPOLAR	12/300
485357	PASADOR DE UNIÓN MICROS	12/300
485258	SOPORTE CANDADO	5
485259	MICRO SÓLO FUSIÓN 1P	5
485260	MICRO SÓLO FUSIÓN 3P	2
485261	MICRO SÓLO FUSIÓN 3P (2 MICROS)	2
485262	EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 1P	5
485263	EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 3P	2
485264	RECAMBIO INDICADOR FUSIÓN NEÓN 120/690V AC	3
485265	RECAMBIO INDICADOR FUSIÓN LED 24V DC	3
485266	ACCESORIO PROTECCIÓN ESPECIAL IP20	12
485656	ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS	20
485271	ACCESORIO CONEXIÓN ESPECIAL TORNILLO	12
485272	MÓDULO DE PRECORTE	6/90

## Referencias

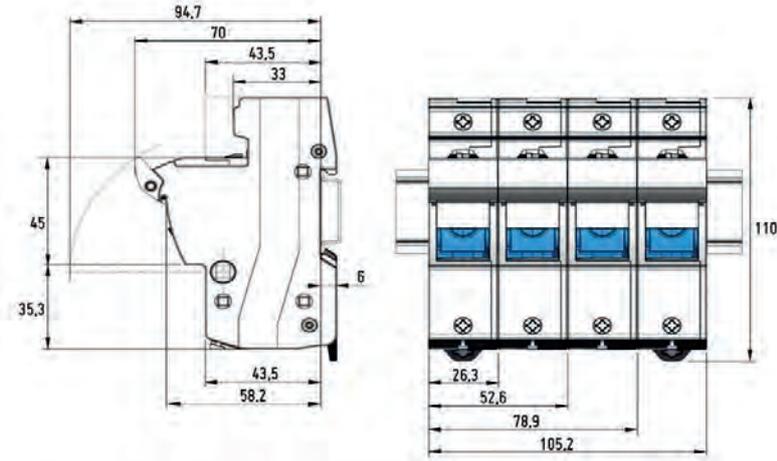
U <sub>n</sub>	REFERENCIA		POLOS	MÓDULOS	EMBALAJE Uni /CAJA
	SIN INDICADOR	CON INDICADOR			
690V AC 750V DC	485201 c	485208 c	1P	1,5	6/90
	485202 c	-	N	1,5	6/90
	485203 c	485209 c	1P + N	3	3/45
	485204 c	485210 c	2P	3	3/45
	485205 c	485211 c	3P	4,5	2/30
	485206 c	485212 c	3P + N	6	1/18
	485207 c	485213 c	4P	6	1/18
24V DC	-	485214 c	1P	1,5	6/90
	-	485215 c	1P + N	3	3/45
	-	485216 c	2P	3	3/45
690V AC 750V DC	CON MICRORRUPTOR				
	PRECORTE FUSIÓN - PRESENCIA	SOLO FUSIÓN			
	485220 c	485226 c	1P	1,5	6/90
	485221 c	485227 c	1P + N	3	3/45
	485222 c	485228 c	2P	3	3/45
	485223 c	485229 c	3P	4,5	2/30
	485224 c	485230 c	3P + N	6	1/18
485225 c	485231 c	4P	6	1/18	



## Datos técnicos

Corriente asignada	50A
Tensión asignada	690V AC   750V DC IEC 750V AC UL-CSA
Potencia disipable asignada	5W
Potencia disipable máxima	6W
Potencia disipada por polo	80% $I_n > 0,52W$ 100% $I_n > 0,88W$
Categoría de empleo según EN 60947-3	AC-22B 500V AC-21B 690V
Grado de polución	3
Índice de protección *	IP20
Tensión asignada soportada al impulso	6kV U imp
Temperatura ambiente de servicio	-20°C ... 70°C
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 80°C

## Dimensiones



## Peso

	ESTÁNDAR   CON INDICADOR	CON MICRORRUPTOR
1P	101gr	107gr
N	110gr	-
1P + N	211gr	217gr
2P	202gr	214gr
3P	303gr	321gr
3P + N	413gr	431gr
4P	404gr	428gr

Peso sin embalaje

Coeficiente de aplicación en bases multipolares	POLOS	$I_{MAX}$
	1 ... 4	$I_n$
5 ... 6	$0,8 \times I_n$	
7 ... 9	$0,7 \times I_n$	
$\geq 10$	$0,6 \times I_n$	

Corrección de corriente admisible en función de la temperatura ambiente	20° C	1
	30° C	0,95
	40° C	0,90
	50° C	0,80
	60° C	0,70
	70° C	0,60

\* Para cables de sección  $\leq 10mm^2$  es necesario un accesorio para garantizar IP20 en bornes. ►FIG. 5

## Normas

- IEC/EN 60269-1
- IEC/EN 60269-2
- UL4248-1 Portafusibles
- UL486E Terminales de conexión
- CSA C22.2 N° 4248-1 Portafusibles
- CSA 22.2 N° 65 Terminales de conexión

## Certificaciones





## Características de utilización

### Fijación sobre raíl DIN/EN standard

DIN 46277/1-3 (EN50022)  
Clip con fijación de 2 posiciones

### Capacidad de embornado

Utilizar cables de cobre

CABLES	MÉTRICO	AWG	CONEXIONADO
1	1,5...35mm <sup>2</sup> Rígido	8....16 AWG Rígido	14mm ±1
	1,5...25mm <sup>2</sup> Flexible	6....16 AWG Flexible	
2 Misma sección y tipo	1,5...16mm <sup>2</sup> Rígido	6....16 AWG Rígido / Flexible	
	1,5...10mm <sup>2</sup> Flexible		

### Terminales de conexión

El uso de terminales de conexión puede permitir aumentar la sección de cable de embornado.

Montaje de terminales recomendado:



El uso de terminales podría no garantizar el grado de protección IP20.

### Punteras

Se recomienda el uso de punteras en cables de sección ≤ 2,5mm<sup>2</sup>



El producto se suministra con los bornes abiertos y listos para conectar

## Accesorios

FIG. 1 | Ensamblado multipolar

Sistema estándar de DF, 3 clips y 1 pasador entre cada unión entre polos

- 480005** PINZA PARA UNIÓN MULTIPOLAR
- 485356** PASADOR DE UNIÓN MULTIPOLAR
- 485357** PASADOR DE UNIÓN MICROS



FIG. 2 | Identificación con etiqueta

Abrir la pieza porta-etiquetas con la base totalmente cerrada, o totalmente abierta, posicionar la etiqueta en el interior y cerrar



Medidas etiqueta **16x10mm**

<b>Par de apriete máximo en bornes</b>	2,5...3 Nm / 22...27 lb.in
<b>Tornillos con huella combinada</b>	RANURA + PZ2
<b>Unión multipolar</b>	► FIG. 1
<b>Bases con indicador luminoso de fusión</b>	NEÓN 230...690V AC LED 12...24V DC 30...60V DC
<b>Bases con microrruptor 5A - 250V</b> <small>Ambas versiones se suministran con 3 terminales pre-aislados (fast-on 2,0 x 0,5)</small>	Contactos NC(Normalmente Cerrado) NO(Normalmente Abierto) 1. Presencia + Precorte + Fusión 2. Solo fusión - Detecta solo la fusión del cartucho fusible - Posible montar accesorio en bases estándar
<b>Zona especial precintado base</b>	cable 1,5 mm <sup>2</sup>
<b>Portaetiquetas para la identificación del circuito</b>	► FIG. 2 Tamaño adecuado de etiqueta: 16x10 mm
<b>Accesorio para bloqueo de la base mediante candado</b>	► FIG. 4 (máx. 3 candados de Ø 3mm)



## Accesorios

**FIG. 3 | Montaje del microinterruptor**

Posicionar el micro verticalmente sobre las guías, y desplazar horizontalmente hasta su fijación.

\* Para accesorio Solo/fusión, primero es necesario montar la leva en su alojamiento.



**FIG. 3.1 | Extensión accesorio microinterruptor**

Número de uniones multipolares permitidas con accesorio extensión micro unipolar: **max 2**

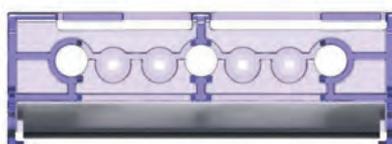
**485262** EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 1P



**x2 max**

Número de uniones multipolares permitidas con accesorio extensión micro tripolar: **max 1**

**485263** EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 3P



**x1 max**

- 485259** MICRO SÓLO FUSIÓN 1P
- 485260** MICRO SÓLO FUSIÓN 3P
- 485261** MICRO SÓLO FUSIÓN 3P (2 MICROS)
- 485262** EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 1P
- 485263** EXTENSIÓN MICRORRUPTOR 3P

### Montaje accesorio

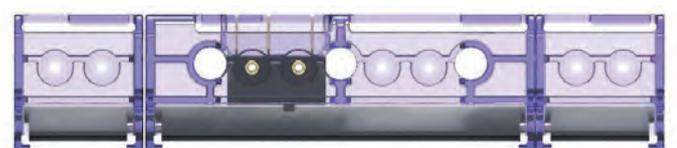


Microrruptor

Accesorio extensión

### Montaje de 2 accesorios

Siempre uno a cada lado del microrruptor





## Accesorios

**FIG. 4 | Bloqueo mediante candado**

Para evitar la maniobra y conexión, con la base abierta, posicionar el accesorio "Soporte candado", haciéndolo deslizar por las guías, y cubriendo la zona del cartucho fusible. (Se puede utilizar con y sin fusible en el interior)

Introducir el candado por las dos aberturas simétricas y cerrarlo.

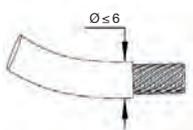
**485258** SOPORTE CANDADO



**FIG. 5 | Protección IP20 especial**

Posicionar el reductor en las entradas de cable, cuando se quiere conseguir grado de protección IP20 con cables finos

**485266** ACCESORIO PROTECCIÓN ESPECIAL IP20



Para obtener un grado IP20 con protección de cable de  $\varnothing \leq 6\text{mm}$ , utilizar el **accesorio de protección especial**



**FIG. 6 | Accesorio protección tornillos**

Accesorio de protección que evita la manipulación de los tornillos y mejora el grado de protección

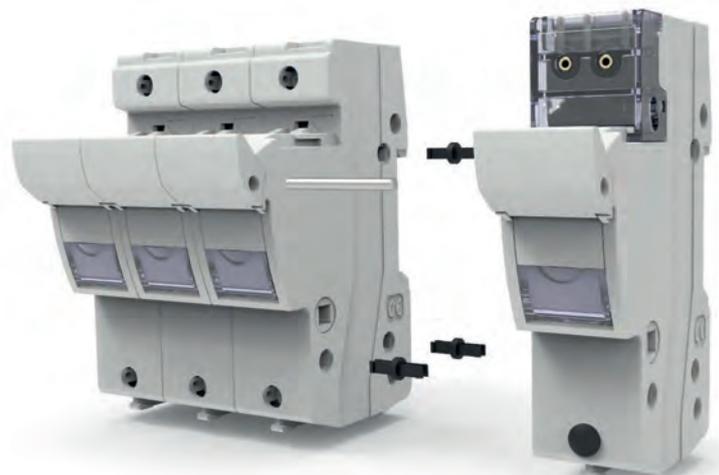
**485656** ACCESORIO PROTECCIÓN TORNILLOS



**FIG. 7 | Módulo de precorte**

Módulo accesorio que al unirlo a cualquier otra base portafusible de su gama, ofrece una señal extra de precorte. Kit de ensamblado incluido en el producto.

**485272** MÓDULO DE PRECORTE

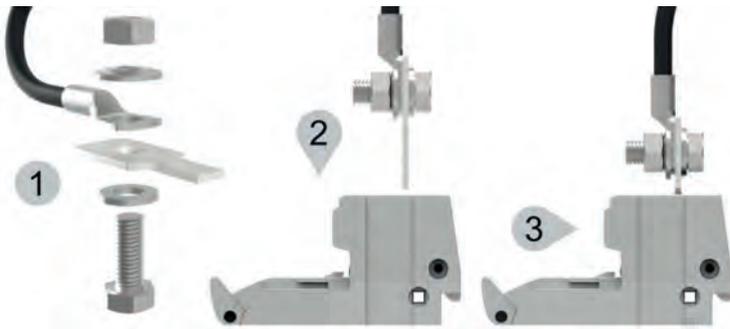




## Accesorios

FIG. 8 | Accesorio conexión especial tornillo

**485271** ACCESORIO CONEXIÓN ESPECIAL TORNILLO



1

Montar accesorio sobre cable (6Nm)

2

Conectar en la base

3

Aplicar par de apriete (2,5...3 Nm)

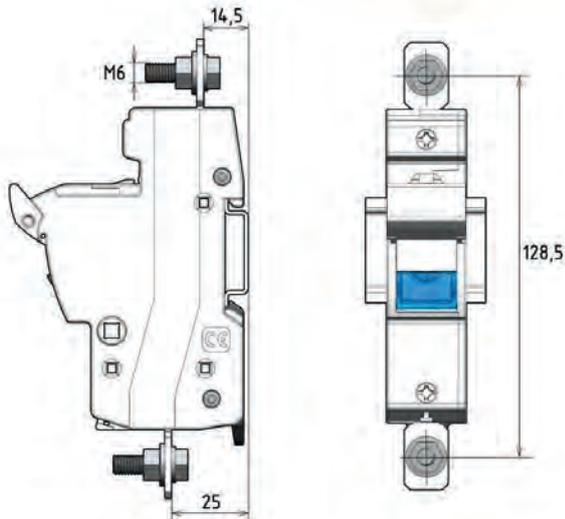


FIG. 9 | Instrucciones reemplazo indicador

**485264** RECAMBIO INDICADOR FUSIÓN NEÓN 120/690V AC

**485265** RECAMBIO INDICADOR FUSIÓN LED 24 VDC

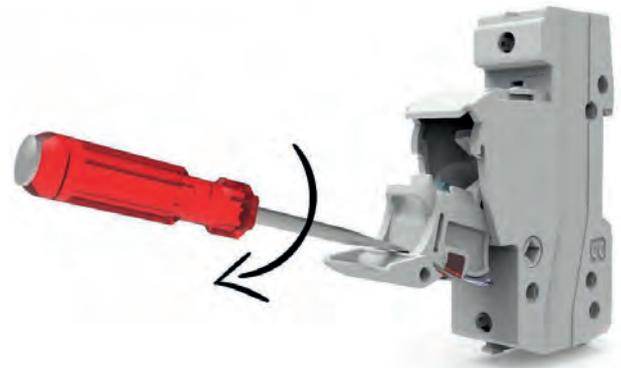
1

Abrir la base portafusibles



2

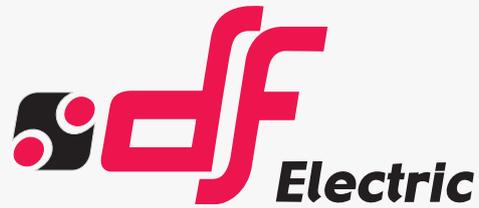
Usando un destornillador plano, extraer la tapeta con una ligera rotación de la herramienta



3

Cambiar el indicador de fusión. Introducir con un ligero ángulo la tapeta en el tirador.





# PROTECTING THE WORLD



## HEAD OFFICE AND FACTORY

SILICI, 67-69  
08940 CORNELLA DE LLOBREGAT  
BARCELONA · SPAIN  
Tel. +34 93 377 85 85  
Fax +34 93 377 82 82

## INTERNATIONAL SALES

Tel. +34 93 475 08 64  
Fax +34 93 480 07 75  
export@dfelectric.es

## NATIONAL SALES

Tel. 93 475 08 64  
Fax 93 480 07 76  
comercial@dfelectric.es



dfelectric.es



According to the waste of electrical and electronic equipment directive, electrical material should not be part of the usual waste. This symbol alerts users that these products should be recycled according to local environmental waste disposal regulations.



The "electro technical expert" logo marked on the products included in this data sheet indicates that the installation of these products must be carried out by expert personnel with specialized knowledge.



To prevent electrical hazards, carry out the installation without voltage.



### Safety notice

Please capture the following QR code and read our safety notice carefully before installing our products.



The data reflected in this technical record are subject to the correct installation of the product in accordance with manufacturer's instructions, relevant installation standards and professional practices, maintained and used in applications for which they were made.

The products described in this document have been designed, developed and tested in accordance with specific standard. They are considered components that are integrated as part of installation, machine or equipment. The correct general operation of the referred product is responsibility of the manufacturer of the installation, machine or equipment.

DF ELECTRIC cannot guarantee the characteristics of an installation, machine or equipment that has been designed by a third party. Once a product has been selected, the user must verify that it is appropriate for its application, through the verifications and/or tests that it deems appropriate.

DF ELECTRIC retains the right to change the dimensions, specifications, materials or design of its products at any time with or without notice.

# Hoja de características del producto

## Características

# A9F79440

Magnetotérmico, Acti9 iC60N, 4P, 40 A, C curva, 6000 A (IEC 60898-1), 10 kA (IEC 60947-2)



### Principal

Aplicación del dispositivo	Distribución
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre corto del dispositivo	IC60N
Número de polos	4P
Número de polos protegidos	4
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	CA CC
Tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
Código de curva	C
Capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu at 12...60 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en 380...415 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 20 kA Icu en 220...240 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 6 kA Icu en 440 V CA 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60947-2 36 kA Icu at 100...133 V AC 50/60 Hz conforming to EN/IEC 60947-2 10 kA Icu en <= 250 V CC acorde a EN/IEC 60947-2
Categoría de empleo	Category A conforming to EN 60947-2 Category A conforming to IEC 60947-2
Poder de seccionamiento	Yes conforming to EN 60898-1 Yes conforming to EN 60947-2 Yes conforming to IEC 60898-1 Yes conforming to IEC 60947-2
Normas	IEC 60898-1 EN 60898-1 EN 60947-2 IEC 60947-2

## Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
Límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%
[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4.5 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to IEC 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % conforming to EN 60947-2 - 12...133 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V CA 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a IEC 60947-2 - 180...250 V CC 10 kA 100 % acorde a EN 60947-2 - 180...250 V CC
Clase de limitación	3 conforming to EN 60898-1 3 conforming to IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz conforming to EN 60947-2 500 V AC 50/60 Hz conforming to IEC 60947-2
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV conforming to EN 60947-2 6 kV conforming to IEC 60947-2
Indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Carril DIN
Compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Top or bottom: YES
Pasos de 9 mm	8
Altura	85 mm
Anchura	72 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,5 kg
Color	White
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 cycles
Conexiones - terminales	Single terminal (top or bottom) 1...35 mm <sup>2</sup> rigid Single terminal (top or bottom) 1...25 mm <sup>2</sup> flexible
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for top or bottom connection
Par de apriete	3.5 N.m top or bottom
Protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

## Entorno

Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Grado de contaminación	3 conforming to EN 60947-2 3 conforming to IEC 60947-2
Categoría de sobretensión	IV
Tropicalización	2 conforming to IEC 60068-1
Humedad relativa	95 % at 55 °C
Altitud máxima de funcionamiento	0...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	-35...70 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,491 kg
Paquete 1 Altura	0,750 dm
Paquete 1 ancho	0,720 dm
Paquete 1 Longitud	0,940 dm
Tipo de unidad del paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	3
Peso del paquete 2	1,494 kg
Paquete 2 Altura	8,5 cm
Ancho del paquete 2	10 cm
Longitud del paquete 2	22 cm
Tipo de unidad del paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	33
Paquete 3 Peso	16,96 kg
Paquete 3 Altura	30 cm
Ancho del paquete 3	30 cm
Paquete 3 Longitud	40 cm

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
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 libre de halógenos

## Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

## Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

# Hoja de características del producto

## A9R81440

### Características

iID 4P 40A 30mA AC



### 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	40 A
Tipo de red	CA
Sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
Retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
Clase de protección contra fugas a tierra	Tipo AC

### 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
Corriente de sobretensión	250 A
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: 15000 cycles
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Single terminal top or bottom 1...35 mm <sup>2</sup> rigid Single terminal top or bottom 1...25 mm <sup>2</sup> flexible Single terminal top or bottom 1...25 mm <sup>2</sup> flexible with ferrule
Longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm para arriba o abajo conexión
Par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

## Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1
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	8/20 µs impulse withstand, 250 A conforming to EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-5...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

## Unidades de embalaje

Tipo de unidad del paquete 1	PCE
Número de unidades en empaque	1
Peso del empaque (Lbs)	0,355 kg
Paquete 1 Altura	0,820 dm
Paquete 1 ancho	0,750 dm
Paquete 1 Longitud	1,000 dm
Peso del paquete 2	10,747 kg

## Sostenibilidad de la oferta

Estado de oferta sostenible	Producto Green Premium
Reglamento REACH	<a href="#">Declaración de REACH</a>
Directiva RoHS UE	Conforme <a href="#">Declaración RoHS UE</a>
Sin mercurio	Sí
Información sobre exenciones de RoHS	<a href="#">Sí</a>
Normativa de RoHS China	<a href="#">Declaración RoHS China</a> Producto fuera del ámbito de RoHS China. Declaración informativa de sustancias
Comunicación ambiental	<a href="#">Perfil ambiental del producto</a>
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
---------------------	-----------



# ECOLOGY

## COFRETS DE DISTRIBUCIÓN IP65

Descripción: COFRET IP65 2x12 (24) MOD. SUP. PT. ABS

Referencia:  
**CDN24PT**

### Características:

<b>Tipo de producto:</b>	Cofret de distribución IP65 ABS. (Precintable)
<b>Dim. exteriores (Alto x Ancho x Prof.):</b>	436x310x148 mm
<b>Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):</b>	-
<b>Nº Módulos:</b>	2x12 (24) raíl DIN
<b>Instalación:</b>	Superficie
<b>Color:</b>	RAL 7035
<b>Tipo de ventana:</b>	Transparente
<b>Peso (kg):</b>	2,37
<b>Entrada cables:</b>	Sup.: 8xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Inf.: 6xM20 - 2xM25 - 2xM32 - 1xM40 - Int.: 4xM25 - Oblongo tras.: 2xOB 25/32/25
<b>Componentes:</b>	-
<b>Materiales:</b>	Materiales plásticos libres de halógenos. Marco y base: ABS. Protección UV según norma ISO 4892-2, Método A: 500h
<b>Material de la tapa-ventana-puerta:</b>	PC fumé, con protección UV

### Datos técnicos:

<b>Grado de protección:</b>	IP65
<b>Resistencia al impacto:</b>	IK08
<b>Resistencia al hilo incandescente:</b>	650 °C
<b>Presión de bola:</b>	70 °C
<b>Rango de temperatura ambiente:</b>	-25 °C / +40 °C
<b>Tensión máxima de empleo:</b>	1000 V AC / 1500 V DC
<b>Intensidad máxima admisible:</b>	
<b>Doble aislamiento:</b>	Clase II

### Certificados y normas:

<b>Directiva baja tensión:</b>	2014/35/EU
<b>Normas:</b>	UNE-EN 62208, UNE-EN 61439-1
<b>Certificados:</b>	



### Codificaciones:

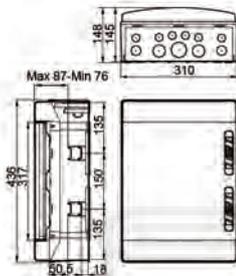
<b>Cod. EAN:</b>	8431044129884
<b>Cod. Arancelario:</b>	85.38.10.00
<b>ETIM 8.0:</b>	EC000214

# ECOLOGY

## COFRETS DE DISTRIBUCIÓN IP65

Descripción: COFRET IP65 2x12 (24) MOD. SUP. PT. ABS

Referencia: CDN24PT



### Plano detallado:

<http://www.ide.es/downloads/planos/pdf/CDN24PT.pdf>

<http://www.ide.es/downloads/planos/dxf/CDN24PT.dxf>

<http://www.ide.es/downloads/planos/stp/CDN24PT.stp>

### Dimensiones exteriores (Alto x Ancho x Prof.):

436x310x148 mm

### Dim. hueco empotrar (Alto x Ancho x Prof.):

-

### Sostenibilidad:

RoHS - REACH

### Suministro:

Suministrado en embalaje individual de cartón. Los embalajes múltiples se conforman enfajando con film transparente los embalajes individuales.

Unidades de embalaje: 4

### Fin de vida del producto:

No necesita operaciones de reciclaje específicas

### Aplicaciones recomendadas:

Entornos industriales y exteriores. Industrias, sector fotovoltaico, almacenes, garajes, allí donde se requiere un alto grado de protección frente al polvo, salpicaduras e impactos.

## **2. PLIEGO DE CONDICIONES**

### **2.1 CONDICIONES GENERALES**

#### **2.1.1 OBJETO Y ALCANCE**

El objeto de este documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que debe cumplir esta instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo residencial con la finalidad de asegurar la calidad y durabilidad de la misma.

Al mismo tiempo, tiene por objetivo el fijar los criterios de relación entre los distintos agentes que intervienen en este proyecto. El pliego debe servir como base para la realización del contrato de obra entre el promotor y el contratista.

#### **2.1.2 ÁMBITO DE APLICACIÓN**

El ámbito de aplicación de este pliego de condiciones se extiende a todos los sistemas y componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación.

#### **2.1.3 NORMAS GENERALES Y DOCUMENTOS**

Todas las fases de ejecución correspondientes al presente proyecto deberán cumplir la legislación vigente en la materia, en particular la señalada en el apartado 1.1.3 de la memoria.

A lo largo de este proyecto se definen completamente las condiciones que debe reunir la instalación fotovoltaica para cumplir con toda la normativa vigente. Además, en el proyecto se desarrollan las medidas que se han de tomar para la prevención de riesgos laborales durante la ejecución del mismo.

El proyecto se compone de la siguiente documentación:

- Memoria
  - Memoria descriptiva
  - Cálculos justificativos
  - Anexos
- Pliego de condiciones
- Presupuesto
  - Presupuesto y mediciones
  - Cuadro de precios unitarios
  - Resumen del presupuesto
- Planos

Asimismo, existirán una serie de documentos que son complementarios al proyecto:

- Análisis energético y económico.
- Estudio de gestión de residuos.
- Estudio básico de seguridad y salud.

- El libro de órdenes y asistencias.
- Los documentos que la dirección de obra vaya suministrando durante el transcurso de la ejecución.
- Los licencias y documentos obtenidos de la administración.

## 2.2 CONDICIONES FACULTATIVAS

### 2.2.1 AGENTES DEL PROYECTO

- La comunidad de propietarios La Paz, en condición de promotor.
- La empresa contratista que llevará la ejecución del proyecto.
- Santiago Rodríguez Fernández en condición de proyectista y dirección facultativa.

### 2.2.2 DISPOSICIONES DEL CONTRATISTA

El contratista asume contractualmente ante el promotor el compromiso de ejecutar en su totalidad la instalación fotovoltaica con sujeción al proyecto y al contrato.

El contratista es el único responsable de la ejecución de las obras que haya contratado, no teniendo derecho a indemnización alguna por el mayor precio que pudiera costarle, ni por las equivocaciones que cometiese durante su construcción, corriendo todo ello de su cuenta, siendo independiente de la inspección del director de obra.

Será responsabilidad suya comunicar a la autoridad pertinente el inicio de las obras e incluir en esta comunicación el estudio básico de seguridad y salud. Además, tiene la obligación de cumplir y hacer cumplir a sus trabajadores las condiciones que aparecen en el estudio básico de seguridad y salud citado con anterioridad. Así pues, responderá solidariamente ante las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas preventivas previstas en el estudio.

El suministro de todos los materiales y equipos a montar, salvo indicación en contra, será por cuenta del contratista. Éste será responsable de los materiales y equipos, incluyendo el personal y medios necesarios para las actividades de recepción, almacenamiento, conservación, manipulación y transporte hasta el lugar de montaje. Además, deberá reparar satisfactoriamente, o reponer, todos los materiales y equipos que resulten dañados o inutilizados como consecuencia de una inadecuada o incompleta realización de tales actividades.

### 2.2.3 DISPOSICIONES DEL PROMOTOR

El promotor será el encargado de impulsar y financiar el proyecto. Está bajo su responsabilidad la contratación del proyectista que se encargará de la dirección y control de la ejecución de la obra y de la elaboración del estudio de seguridad y salud correspondiente.

## 2.2.4 DISPOSICIONES DEL PROYECTISTA Y DIRECCIÓN FACULTATIVA

El proyectista asumirá a su vez la dirección facultativa. Será el encargado de elaborar el proyecto de la instalación fotovoltaica en su totalidad teniendo en consideración los principios y criterios generales en materia de seguridad y salud.

Será responsabilidad suya que la instalación proyectada cumpla en todo momento con la normativa vigente, justificándolo así en el proyecto. Como dirección facultativa será el encargado de dirigir y controlar la ejecución del proyecto. Asumirá también las funciones de coordinador de seguridad y salud.

La dirección facultativa por su parte puede exigir la subsanación de los trabajos que considere defectuosos por parte del contratista antes de la recepción de la obra. Los gastos derivados de esta subsanación serán cuenta del contratista.

## 2.3 CONDICIONES TÉCNICAS

Las mayor parte de las disposiciones técnicas de esta instalación FV pertenecen al pliego de condiciones técnicas de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red redactado por el IDAE.

### 2.3.1 GENERALIDADES

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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.

### 2.3.2 GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos que se instalarán serán los propuestos en este proyecto ya que incorporan el marcado CE y cumplen con las condiciones técnicas, normativas y exigencias necesarias según el IDAE. Cabe destacar que el panel solar en cuestión cumple con la normativa internacional IEC 61215, que establece los requisitos para la cualificación del diseño y la homologación de módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre y con la IEC 61730, sobre la cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán fusibles para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

### 2.3.3 ESTRUCTURA SOPORTE

Se instalarán los modelos de estructura soporte detallados en la memoria del proyecto. A la hora de instalarlos, se seguirá en todo momento las instrucciones del fabricante y lo dispuesto en este proyecto, sobre todo las indicaciones recogidas en el apartado 1.1.7.2 de la memoria.

El fabricante garantiza el cumplimiento del CTE respecto a seguridad y tiene el certificado ISO 9001 en diseño, fabricación, venta e instalación de estructuras de energía solar, así como disponer de marcado CE. Además, certifica el cumplimiento de la norma UNE-EN 1090-1 referente a los requisitos para la evaluación de la conformidad de los componentes estructurales de estructuras de acero y aluminio.

Los materiales de la estructura están fabricados íntegramente en aluminio de alta calidad, mientras que la tornillería y accesorios están creados en acero inoxidable (A2-70). La aleación de la perfilería es EN AW 6005A T6, que es una aleación de aluminio de alta resistencia. Los soportes disponen de garantía estructural y anticorrosión durante 15 años.

### 2.3.4 INVERSOR

El modelo de inversor que se instalará es el detallado en la memoria del proyecto, ya que se ha dimensionado correctamente para extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día y cumple con lo dispuesto en el PCT del IDAE.

Antes de instalar el inversor en el soporte el operario comprobará que esté correctamente fijado. Se instalará y se pondrá en marcha siguiendo en todo momento las instrucciones del fabricante.

El fabricante certifica que sus inversores de conexión a la red cumplen con la normativa española sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión. En concreto, cumplen las exigencias de seguridad de las personas y de la instalación previstas en el Real Decreto 1699/2011 y Real Decreto 661/2007, mediante el empleo de técnicas equivalentes a un transformador de aislamiento galvánico.

El inversor incorpora las protecciones necesarias para el cumplimiento de las directivas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética.

Dispone de una unidad de monitorización de corriente residual sensible a todas las corrientes de fuga, que actúa con un umbral de respuesta de 30 mA. Los relés de corriente alterna desconectan de forma segura la red en caso de fallo. Incorpora además de un dispositivo de control de aislamiento y un detector de tierra en el lado de la corriente continua, antes de la conexión a red.

El inversor posee una eficiencia europea ponderada el 98 % y una eficiencia máxima del 98,4 % según la norma UNE-EN 61683.

Cabe destacar, que el fabricante ofrece garantía durante un período mínimo de 5 años.

### 2.3.5 CABLEADO

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos o string se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Los conductores serán los especificados en el apartado 1.1.7.5 de la memoria para cumplir con los requerimientos del PCT del IDAE y con las normas UNE correspondientes. Asimismo, tendrán la sección calculada en el apartado 1.2.7 de la memoria para evitar caídas de tensión superiores al 1,5 % y calentamientos. El cableado de continua cuenta además con doble aislamiento y cumple con la normativa UNE-EN 50618 referente a cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos.

El cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas. El recorrido de los cables ha de ser planificado con el objetivo de optimizar longitudes y facilitar el tendido y se respetará en todo momento el radio de curvatura del conductor.

Para minimizar las tensiones inducidas debidas a los rayos, la superficie de todos los bucles debe ser lo más pequeña posible, en particular para el cableado de las cadenas fotovoltaicas (strings). Los cables de corriente continua y el conductor equipotencial deberían ir uno a lado del otro.

### 2.3.6 CANALIZACIONES

El sistema de conducción de cables será el adecuado para intemperie en los tramos en que el tendido es exterior. Y se seguirán en todo momento las indicaciones de las ITC-BT 20 y 21 del REBT.

Tal y como se comenta en el apartado 1.1.7.6 de la memoria, el cableado de la instalación de corriente continua discurrirá por la cubierta del edificio bajo tubo protector aislante, estanco, flexible, helicoidal, fabricado en PVC con espiral interior de PVC rígido, el cual irá grapado a la pared.

Al contar con un string por cubierta, el cableado de cada uno de ellos irá por 2 canalizaciones independientes con las mismas características, que desembocarán en una caja estanca por la que se introducirá el cableado de continua al interior del edificio.

Se empleará además el mismo tubo de PVC para la conducción hasta el inversor. El cableado de corriente alterna discurrirá por la canalización interior ya existente para comunicar el inversor con la planta baja del edificio.

### 2.3.7 PROTECCIONES

Tal y como se comentó en el apartado 1.1.7.7 de la memoria, las protecciones de la instalación solar fotovoltaica estarán recogidas en el cuadro eléctrico de distribución estanco situado junto al inversor. Es importante volver a señalar, que un gran número de las protecciones necesarias las lleva integradas el propio inversor.

Se cumplirá lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y lo establecido en el Real Decreto 842/2002 (REBT y sus ITC).

A pesar de que el inversor disponga de protecciones para el lado de corriente continua, se instalarán un total de 4 fusibles cilíndricos gPV, 1 por cada polo de los strings con las características detalladas en el apartado 1.1.7.7.1 de la memoria.

Según normativa, a la salida del inversor se instalará un interruptor magnetotérmico y un interruptor diferencial. Las características eléctricas de los modelos elegidos se encuentran detalladas en el apartado 1.1.7.7.2 de la memoria.

### 2.3.8 PUESTA A TIERRA

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el artículo 15 del RD 1699/2011 sobre las condiciones de puesta a tierra de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

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.

Para realizar la instalación de puesta a tierra se seguirá en todo momento lo detallado en el apartado 1.1.7.7.3 de la memoria. De esta forma, se asegura el cumplimiento de la normativa y de las condiciones técnicas necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación, tal y como ha quedado justificado en el apartado 1.2.9.3 de la memoria.

## 3. PRESUPUESTO

Se ha elaborado un presupuesto completo, el cual, está formado por 3 apartados:

- Presupuesto y mediciones
- Cuadro de precios unitarios
- Resumen del presupuesto

Como se puede comprobar, el coste de la instalación sería de unos 16.090,88 €. Sabiendo que la potencia total instalada es de 16.185 Wp, se obtiene un ratio de 0,99 €/Wp.

A continuación, se muestra el presupuesto realizado con el software Presto:

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
<b>01</b>	<b>EQUIPOS</b>							
01.01	<p>Ud Panel solar JinkoTiger Neo N-type 54HL-B 415W</p> <p>Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 415 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 31,85 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 13,03 A, tensión en circuito abierto (Voc) 37,96 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 13,74 A, eficiencia 21,25%, 108 células, vidrio exterior templado de 3,2 mm de espesor, alta transmisión, revestimiento antirreflectante, marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1722x1134x30 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m<sup>2</sup>, resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m<sup>2</sup>, peso 24,09 kg, con caja de conexiones IP68 con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. El precio no incluye la estructura soporte.</p>							
						39,00	162,22	6.326,58
01.02	<p>Ud Inversor trifásico Huawei SUN2000-15KTL-M5 15kW</p> <p>Inversor trifásico, potencia máxima de entrada 15 kW, voltaje de entrada máximo 1100 Vcc, rango de voltaje de entrada de 200 a 1000 Vcc, potencia nominal de salida 15 kW, potencia máxima de salida 16,5 kVA, eficiencia máxima 98,4%, dimensiones 546x460x228 mm, peso 21kg, con comunicación vía Wi-Fi para control remoto desde un smartphone, tablet o PC, puertos Ethernet y RS-485, y protocolo de comunicación Modbus.</p>							
						1,00	1.838,94	1.838,94
01.03	<p>Ud Sensor de potencia inteligente trifásico Huawei DTSU666-H</p> <p>Sensor de potencia inteligente trifásico de medida indirecta, rango de medición de 304 Vac a 499 Vac de tensión de línea, de 176 Vac a 288 Vac de tensión de fase y 0 a 250 A de intensidad, consumo general de energía menor o igual a 1 W, montaje en carril DIN estándar de 35 mm, pantalla LCD, dimensiones 100 x 72 x 65.5 mm, peso 1,5 kg, interfaz RS485, rango de temperatura de operación de -25°C a 60°C, accesorios incluidos: 10 metros de cable RS485 y 3 CT 250A/50mA con 5 metros de cable.</p>							
						1,00	168,52	168,52
	<b>TOTAL 01</b> .....							<b>8.334,04</b>
<b>02</b>	<b>ESTRUCTURAS SOPORTE</b>							
02.01	<p>Ud Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V2</p> <p>Kit de estructura soporte para 2 módulos fotovoltaicos, de aluminio y tornillería de acero inoxidable, sobre cubierta inclinada con anclaje a hormigón y/o madera. Incluidos accesorios de montaje, elementos de fijación y junta de estanqueidad. Soporta vientos de hasta 150 km/h.</p>							
						2,00	99,31	198,62
02.02	<p>Ud Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V3</p> <p>Kit de estructura soporte para 3 módulos fotovoltaicos, de aluminio y tornillería de acero inoxidable, sobre cubierta inclinada con anclaje a hormigón y/o madera. Incluidos accesorios de montaje, elementos de fijación y junta de estanqueidad. Soporta vientos de hasta 150 km/h</p>							
						1,00	101,47	101,47

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
02.03	<p>Ud Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V4</p> <p>Kit de estructura soporte para 4 módulos fotovoltaicos, de aluminio y tornillería de acero inoxidable, sobre cubierta inclinada con anclaje a hormigón y/o madera. Incluidos accesorios de montaje, elementos de fijación y junta de estanqueidad. Soporta vientos de hasta 150 km/h</p>					8,00	132,93	1.063,44	
<b>TOTAL 02.....</b>									<b>1.363,53</b>
<b>03</b>	<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>								
03.01	<p>m Cableado fotovoltaico rojo H1Z2Z2-K 1x4 mm2</p> <p>Cable eléctrico unipolar, Topsolar PV H1Z2Z2-K "Top cable", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas 1,5/1,5 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, vida útil de 30 años según UNE-EN 50618, con conductor de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228 de 1x4 mm<sup>2</sup> de sección, con aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF), con cubierta de goma libre de halógenos de color rojo y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>					38,00	1,43	54,34	
03.02	<p>m Cableado fotovoltaico negro H1Z2Z2-K de 1x4 mm2</p> <p>Cable eléctrico unipolar, Topsolar PV H1Z2Z2-K "Top cable", resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas 1,5/1,5 kV, tensión máxima en corriente continua 1,8 kV, vida útil de 30 años según UNE-EN 50618, con conductor de cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228 de 1x4 mm<sup>2</sup> de sección, con aislamiento de goma reticulada de baja emisión de humos y libre de halógenos (LSHF), con cubierta de goma libre de halógenos de color negro y con las siguientes características: no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos, reducida emisión de gases tóxicos, libre de halógenos, resistencia a la absorción de agua, resistencia al frío, resistencia a los rayos ultravioleta, resistencia a los agentes químicos, resistencia a las grasas y aceites, resistencia a los golpes y resistencia a la abrasión.</p>					38,00	1,43	54,34	
03.03	<p>m Conductor de protección amarillo/verde H07Z-K de 1x4 mm2</p> <p>Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x4 mm<sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color amarillo/verde y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.</p>					80,00	1,54	123,20	

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.04	<b>Ud Conector MC4 macho/hembra</b> Pareja de conectores eléctricos MC4 para módulos fotovoltaicos con grado de protección IP67.					4,00	3,19	12,76
03.05	<b>m Conductor unipolar marrón H07Z-K de 1x10 mm2</b> Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x10 mm <sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color marrón y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.					25,00	1,87	46,75
03.06	<b>m Conductor unipolar negro H07Z-K de 1x10 mm2</b> Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x10 mm <sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color negro y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.					25,00	0,64	16,00
03.07	<b>m Conductor unipolar gris H07Z-K de 1x10 mm2</b> Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x10 mm <sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color gris y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.					25,00	1,87	46,75
03.08	<b>m Conductor unipolar azul H07Z-K de 1x10 mm2</b> Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x10 mm <sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color azul y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.					25,00	1,87	46,75

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.09	<p><b>m Tubo protector aislante helicoidal de PVC 16 mm x 20,7 mm</b></p> <p>Tubo protector aislante Electroflex-IT modelo M16 de 16 mm de diámetro interior, 20,7 mm de diámetro exterior, estanco, flexible, helicoidal, fabricado en PVC con espiral interior de PVC rígido, color gris claro, resistencia a la compresión 320 N, resistencia a impacto 2 julios, temperatura mínima de -5 °C, temperatura máxima de 60°C, grado de protección IP67, grado 7 de protección contra daños mecánicos, con el precio incrementado el 10% en concepto de accesorios y piezas especiales.</p>							
						50,00	3,62	181,00
03.10	<p><b>Ud Fusible cilíndrico</b></p> <p>Conjunto fusible, formado por fusible cilíndrico para aplicaciones fotovoltaicas, intensidad nominal 20 A, tensión asignada de 1100V, poder de corte 10 kA, tamaño 14x51 mm y base modular para fusibles cilíndricos, unipolar (1P), intensidad nominal 50 A y tensión nominal de 1100 V.</p>							
						4,00	15,92	63,68
03.11	<p><b>Ud Interruptor automático magnetotérmico modular, "SCHNEIDER ELECTRIC".</b></p> <p>Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 10 kA, curva C, modelo iC60N A9F79440 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 72x85x78,5 mm, grado de protección IP20, montaje sobre carril DIN (35 mm). Totalmente montado, conexionado y probado.</p>							
						1,00	189,20	189,20
03.12	<p><b>Ud Interruptor diferencial modular, "SCHNEIDER ELECTRIC".</b></p> <p>Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, clase AC, modelo iID A9R81440 "SCHNEIDER ELECTRIC", de 72x96x69 mm, montaje sobre carril DIN, con conexión mediante bornes de caja para cables de cobre. Totalmente montado, conexionado y probado.</p>							
						1,00	356,38	356,38
03.13	<p><b>m Conductor de protección amarillo/verde H07Z-K de 1x10 mm<sup>2</sup></b></p> <p>Cable eléctrico unipolar Toxfree ZH H07Z-K "Top cable" siendo su tensión asignada de 450/750 V, de 1x10 mm<sup>2</sup> de sección, con conductor de cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE-EN 60228 e IEC 60228, con aislamiento de goma flexible termoestable libre de halógenos tipo E15 según EN59363-5, con cubierta de color amarillo/verde y con las siguientes características: no propagación de la llama, reacción al fuego CPR: Dca-s1b, d1, a1, según la norma EN 50575, baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de humos EN 61034 e IEC 61034, libre de halógenos, resistencia aceptable a los agentes químicos.</p>							
						30,00	1,87	56,10
03.14	<p><b>Ud Caja de derivación estanca</b></p> <p>Caja de derivación estanca, rectangular, de 105x105x55 mm, con 7 conos y tapa de registro con tornillos de 1/4 de vuelta, para instalar en superficie. Incluso regletas de conexión y elementos de fijación.</p>							
						1,00	5,54	5,54

# PRESUPUESTO Y MEDICIONES

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.15	<p>Ud Caja de distribución modular de superficie IP65 "IDE ELECTRIC"</p> <p>Caja de distribución, de superficie, fabricada con materiales plásticos libres de halógenos, con marco y base de ABS, puerta cubremódulos transparente con apertura y cierre mediante presión, grados de protección IP65 e IK08, aislamiento clase II, tensión nominal 1000 V AC/ 1500 V DC, capacidad de hasta 24 módulos en 2 filas, de 436x310x148 mm, peso de 2,37 kg, con carril DIN y terminales de neutro y de tierra , incluso accesorios de montaje según UNE-EN 62208 y UNE-EN 61439-1.</p>							
						1,00	70,99	70,99
	<b>TOTAL 03</b> .....							<b>1.323,78</b>
<b>04</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>							
04.01	<p>Ud Toma de tierra con pica</p> <p>Toma de tierra compuesta por pica de acero cobreado de 1,5 m de longitud, hincada en el terreno, conectada a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso grapa abarcón para la conexión del electrodo con la línea de enlace y aditivos para disminuir la resistividad del terreno. Incluye: Replanteo. Excavación con medios manuales. Eliminación de las tierras sueltas del fondo de la excavación. Hincado de la pica. Colocación de la arqueta de registro. Conexión del electrodo con la línea de enlace. Relleno del trasdós. Conexión a la red de tierra. Montaje, conexionado y comprobación de su correcto funcionamiento. Realización de pruebas de servicio.</p>							
						1,00	153,65	153,65
	<b>TOTAL 04</b> .....							<b>153,65</b>
	<b>TOTAL</b> .....							<b>11.175,00</b>

# CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
<b>01</b>	<b>EQUIPOS</b>				
<b>01.01</b>	<b>Panel solar JinkoTiger Neo N-type 54HL-B 415W</b>	<b>Ud</b>			
01.01.01	Panel solar monocristalino de Jinko Solar modelo Tiger Neo N-type 415W (All Black) 54HL-B	1,000 Ud	142,12	142,12	
01.01.02	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,400 h	22,00	8,80	
01.01.03	Ayudante instalador de captadores solares	0,400 h	20,30	8,12	
01.01%	Costes directos complementarios	1,590 %	2,00	3,18	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>162,22</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SESENTA Y DOS EUROS con VEINTIDÓS CÉNTIMOS				
<b>01.02</b>	<b>Inversor trifásico Huawei SUN2000-15KTL-M5 15kW</b>	<b>Ud</b>			
01.02.01	Inversor trifásico Huawei SUN2000-15KTL-M5 de 15 kW de potencia nominal	1,000 Ud	1.777,50	1.777,50	
01.02.02	Oficial 1ª electricista	0,600 h	22,00	13,20	
01.02.03	Ayudante electricista	0,600 h	20,30	12,18	
01.02%	Costes directos complementarios	18,029 %	2,00	36,06	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1.838,94</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y OCHO EUROS con NOVENTA Y CUATRO CÉNTIMOS				
<b>01.03</b>	<b>Sensor de potencia inteligente trifásico Huawei DTSU666-H</b>	<b>Ud</b>			
01.03.01	Medidor de energía trifásico DTSU666-H de Huawei	1,000 Ud	148,30	148,30	
01.03.02	Oficial 1ª electricista	0,400 h	22,00	8,80	
01.03.03	Ayudante electricista	0,400 h	20,30	8,12	
01.03%	Costes directos complementarios	1,652	2,00	3,30	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>168,52</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SESENTA Y OCHO EUROS con CINCUENTA Y DOS CÉNTIMOS				
<b>02</b>	<b>ESTRUCTURAS SOPORTE</b>				
<b>02.01</b>	<b>Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V2</b>	<b>Ud</b>			
02.01.01	Kit de estructura para 2 módulos fotovoltaicos. Soporte coplanar Sunfer 01V2 continuo atornillado para cubierta inclinada	1,000 Ud	88,90	88,90	
02.01.02	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,200 h	22,00	4,40	
02.01.03	Ayudante instalador de captadores solares	0,200 h	20,30	4,06	
02.01%	Costes directos complementarios	0,974 %	2,00	1,95	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>99,31</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVENTA Y NUEVE EUROS con TREINTA Y UN CÉNTIMOS				
<b>02.02</b>	<b>Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V3</b>	<b>Ud</b>			
02.02.01	Kit de estructura para 3 módulos fotovoltaicos. Soporte coplanar Sunfer 01V3 continuo atornillado para cubierta inclinada	1,000 Ud	88,90	88,90	
02.02.02	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,250 h	22,00	5,50	
02.02.03	Ayudante instalador de captadores solares	0,250 h	20,30	5,08	
02.02%	Costes directos complementarios	0,995 %	2,00	1,99	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>101,47</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO UN EUROS con CUARENTA Y SIETE CÉNTIMOS				
<b>02.03</b>	<b>Kit soporte coplanar atornillado para cubierta de teja Sunfer 01V4</b>	<b>Ud</b>			
02.03.01	Kit de estructura para 3 módulos fotovoltaicos. Soporte coplanar Sunfer 01V4 continuo atornillado para cubierta inclinada	1,000 Ud	117,63	117,63	
02.03.02	Oficial 1ª instalador de captadores solares	0,300 h	22,00	6,60	
02.03.03	Ayudante instalador de captadores solares	0,300 h	20,30	6,09	
%02.03	Costes directos complementarios	1,303 %	2,00	2,61	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>132,93</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO TREINTA Y DOS EUROS con NOVENTA Y TRES CÉNTIMOS				

# CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
<b>03</b>	<b>INSTALACIÓN ELÉCTRICA</b>				
<b>03.01</b>	<b>Cableado fotovoltaico rojo H1Z2Z2-K 1x4 mm2</b>	<b>m</b>			
03.01.01	Cable Topsolar PV tipo H1Z2Z2-K rojo de 4 mm2 de sección	1,000 m	0,63	0,63	
03.01.02	Oficial 1ª electricista	0,018 h	22,00	0,40	
03.01.03	Ayudante electricista	0,018 h	20,30	0,37	
03.01%	Costes directos complementarios	0,014 %	2,00	0,03	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,43</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con CUARENTA Y TRES CÉNTIMOS				
<b>03.02</b>	<b>Cableado fotovoltaico negro H1Z2Z2-K de 1x4 mm2</b>	<b>m</b>			
03.02.01	Cable Topsolar PV tipo H1Z2Z2-K negro de 4 mm2 de sección	1,000 m	0,63	0,63	
03.02.02	Oficial 1ª electricista	0,018 h	22,00	0,40	
03.02.03	Ayudante electricista	0,018 h	20,30	0,37	
03.02%	Costes directos complementarios	0,014 %	2,00	0,03	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,43</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con CUARENTA Y TRES CÉNTIMOS				
<b>03.03</b>	<b>Conductor de protección amarillo/verde H07Z-K de 1x4 mm2</b>	<b>m</b>			
03.03.01	Cable Toxfree ZH tipo H07Z-K amarillo/verde de 4 mm2 de sección	1,000 m	1,09	1,09	
03.03.02	Oficial 1ª electricista	0,010 h	22,00	0,22	
03.03.03	Ayudante electricista	0,010 h	20,30	0,20	
03.03%	Costes directos complementarios	0,015 %	2,00	0,03	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,54</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS				
<b>03.04</b>	<b>Conector MC4 macho/hembra</b>	<b>Ud</b>			
03.04.01	Pareja de conector MC4 macho y hembra	1,000 Ud	2,36	2,36	
03.04.02	Oficial 1ª electricista	0,018 h	22,00	0,40	
03.04.03	Ayudante electricista	0,018 h	20,30	0,37	
03.04%	Costes directos complementarios	0,031 %	2,00	0,06	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>3,19</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES EUROS con DIECINUEVE CÉNTIMOS				
<b>03.05</b>	<b>Conductor unipolar marrón H07Z-K de 1x10 mm2</b>	<b>m</b>			
03.05.01	Cable Toxfree ZH tipo H07Z-K marrón de 10 mm2 de sección	1,000 m	1,20	1,20	
03.05.02	Oficial 1ª electricista	0,015 h	22,00	0,33	
03.05.03	Ayudante electricista	0,015 h	20,30	0,30	
03.05%	Costes directos complementarios	0,018 %	2,00	0,04	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,87</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS				
<b>03.06</b>	<b>Conductor unipolar negro H07Z-K de 1x10 mm2</b>	<b>m</b>			
03.06.01	Cable Toxfree ZH tipo H07Z-K negro de 10 mm2 de sección	1,200 m	0,00	0,00	
03.06.02	Oficial 1ª electricista	0,015 h	22,00	0,33	
03.06.03	Ayudante electricista	0,015 h	20,30	0,30	
03.06%	Costes directos complementarios	0,006 %	2,00	0,01	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>0,64</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CERO EUROS con SESENTA Y CUATRO CÉNTIMOS				
<b>03.07</b>	<b>Conductor unipolar gris H07Z-K de 1x10 mm2</b>	<b>m</b>			
03.07.01	Cable Toxfree ZH tipo H07Z-K gris de 10 mm2 de sección	1,000 m	1,20	1,20	
03.07.02	Oficial 1ª electricista	0,015 h	22,00	0,33	
03.07.03	Ayudante electricista	0,015 h	20,30	0,30	
03.07%	Costes directos complementarios	0,018 %	2,00	0,04	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,87</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS				
<b>03.08</b>	<b>Conductor unipolar azul H07Z-K de 1x10 mm2</b>	<b>m</b>			
03.08.01	Cable Toxfree ZH tipo H07Z-K azul de 10 mm2 de sección	1,000 m	1,20	1,20	
03.08.02	Oficial 1ª electricista	0,015 h	22,00	0,33	
03.08.03	Ayudante electricista	0,015 h	20,30	0,30	
03.08%	Costes directos complementarios	0,018	2,00	0,04	
	<b>TOTAL PARTIDA .....</b>				<b>1,87</b>
	Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EUROS con OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS				
<b>03.09</b>	<b>Tubo protector aislante helicoidal de PVC 16 mm x 20,7 mm</b>	<b>m</b>			
03.09.01	Tubo protector aislante de PVC Electroflex-IT M16 de 16 mm de diámetro interior y 20,7 mm de diámetro exterior	1,000 m	1,50	1,50	
03.09.02	Oficial 1ª electricista	0,047 h	22,00	1,03	
03.09.03	Ayudante electricista	0,050 h	20,30	1,02	

# CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
03.09%	Costes directos complementarios	0,036 %	2,00	0,07	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>3,62</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES EUROS con SESENTA Y DOS CÉNTIMOS					
<b>03.10</b>	<b>Fusible cilíndrico</b>	<b>Ud</b>			
03.10.01	Fusible cilíndrico gPV 14x51 1100 V, 20 A, según UNE-EN 60269-1 y según UNE-EN 60269-6	1,000 Ud	1,07	1,07	
03.10.02	Base portafusibles modular PMX PV 14x51 1100 V, 20 A, según UNE-EN 60269-1 y según UNE-EN 60269-2	1,000 Ud	10,14	10,14	
03.10.03	Oficial 1ª electricista	0,200 h	22,00	4,40	
03.10%	Costes directos complementarios	0,156 %	2,00	0,31	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>15,92</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de QUINCE EUROS con NOVENTA Y DOS CÉNTIMOS					
<b>03.11</b>	<b>Interruptor automático magnetotérmico modular, "SCHNEIDER ELECTRIC".</b>	<b>Ud</b>			
03.11.01	Interruptor automático magnetotérmico, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, poder de corte 10 kA, curva C, modelo iC60N	1,000 Ud	177,79	177,79	
03.11.02	Oficial 1ª electricista	0,350 h	22,00	7,70	
03.11%	Costes directos complementarios	1,855 %	2,00	3,71	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>189,20</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO OCHENTA Y NUEVE EUROS con VEINTE CÉNTIMOS					
<b>03.12</b>	<b>Interruptor diferencial modular, "SCHNEIDER ELECTRIC".</b>	<b>Ud</b>			
03.12.01	Interruptor diferencial instantáneo, tetrapolar (4P), intensidad nominal 40 A, sensibilidad 30 mA, clase AC, modelo iID	1,000 Ud	341,69	341,69	
03.12.02	Oficial 1ª electricista	0,350 h	22,00	7,70	
03.12%	Costes directos complementarios	3,494	2,00	6,99	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>356,38</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS EUROS con TREINTA Y OCHO CÉNTIMOS					
<b>03.13</b>	<b>Conductor de protección amarillo/verde H07Z-K de 1x10 mm2</b>	<b>m</b>			
03.14.01	Caja de derivación estanca IP55, rectangular, de 105x105x55 mm, con 7 conos y tapa de registro con tornillos de 1/4 de vuelta.	1,000 Ud	1,20	1,20	
03.14.02	Oficial 1ª electricista	0,015 h	22,00	0,33	
03.14.03	Ayudante electricista	0,015 h	20,30	0,30	
03.14%	Costes directos complementarios	0,018 %	2,00	0,04	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>1,87</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de UN EURO con OCHENTA Y SIETE CÉNTIMOS					
<b>03.14</b>	<b>Caja de derivación estanca</b>	<b>Ud</b>			
03.14.01	Caja de derivación estanca IP55, rectangular, de 105x105x55 mm, con 7 conos y tapa de registro con tornillos de 1/4 de vuelta.	1,000 Ud	1,20	1,20	
03.14.02	Oficial 1ª electricista	0,100 h	22,00	2,20	
03.14.03	Ayudante electricista	0,100 h	20,30	2,03	
03.14%	Costes directos complementarios	0,054 %	2,00	0,11	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>5,54</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CINCO EUROS con CINCUENTA Y CUATRO CÉNTIMOS					
<b>03.15</b>	<b>Caja de distribución modular de superficie IP65 "IDE ELECTRIC"</b>	<b>Ud</b>			
03.15.01	Caja de distribución de superficie IP65 ABS, 2x12 (24 módulos) raíl DIN, aislamiento clase II, 1000 V AC/1500 DC	1,000 Ud	63,00	63,00	
03.15.02	Oficial 1ª electricista	0,300 h	22,00	6,60	
03.15%	Costes directos complementarios	0,696 %	2,00	1,39	
<b>TOTAL PARTIDA .....</b>					<b>70,99</b>
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SETENTA EUROS con NOVENTA Y NUEVE CÉNTIMOS					

# CUADRO DE PRECIOS UNITARIOS

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
<b>04</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>				
<b>04.01</b>	<b>Toma de tierra con pica</b>		<b>Ud</b>		
04.01.01	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 14 mm de diámetro y 1,5 m de longitud.	1,000 Ud	16,00	16,00	
04.01.02	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm².	0,250 m	2,81	0,70	
04.01.03	Grapa abarcón para conexión de pica.	1,000 Ud	1,00	1,00	
04.01.04	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000 Ud	74,00	74,00	
04.01.05	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000 Ud	46,00	46,00	
04.01.06	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	0,333 Ud	3,50	1,17	
04.01.07	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000 Ud	1,15	1,15	
04.01.08	Oficial 1ª electricista.	0,250 h	22,00	5,50	
04.01.09	Ayudante electricista.	0,250 h	20,30	5,08	
04.01.10	Peón ordinario construcción.	0,002 h	20,10	0,04	
04.01%	Costes directos complementarios	1,506 %	2,00	3,01	

**TOTAL PARTIDA ..... 153,65**

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO CINCUENTA Y TRES EUROS con SESENTA Y CINCO CÉNTIMOS



# RESUMEN DE PRESUPUESTO

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO COLECTIVO RESIDENCIAL

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
01	EQUIPOS.....	8.334,04	74,58
02	ESTRUCTURAS SOPORTE.....	1.363,53	12,20
03	INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	1.323,78	11,85
04	PUESTA A TIERRA.....	153,65	1,37
	<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>	<b>11.175,00</b>	
	13,00 % Gastos generales.....	1.452,75	
	6,00 % Beneficio industrial.....	670,50	
	Suma.....	2.123,25	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA</b>	<b>13.298,25</b>	
	21% IVA.....	2.792,63	
	<b>PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN</b>	<b>16.090,88</b>	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de DIECISÉIS MIL NOVENTA EUROS con OCHENTA Y OCHO CÉNTIMOS

, 25 de mayo 2023.

Santiago Rodríguez Fernández



## 4. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

### 4.1 AYUDAS AL AUTOCONSUMO

Tal y como se muestra en la Sede electrónica de la Administración Pública de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia (trámite con código 3683), los programas de ayudas aprobados por el Real Decreto 477/2021 estarán vigentes hasta el 31 de diciembre de 2023, divididos en distintas líneas de ayuda, que serán financiados con los fondos procedentes del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia.

Este proyecto pertenecería al programa de incentivos número 4, ya que es una instalación de autoconsumo con fuentes de energía renovable en el sector residencial. Sin embargo, las ayudas se otorgan mediante concurrencia simple. Esto significa que las solicitudes serán atendidas por orden de presentación hasta el agotamiento de los fondos.

En cuanto a la cuantía de las ayudas, se otorgarán como importes fijos unitarios que cubrirán parcialmente los costes subvencionables. En este caso, los valores de costes subvencionables unitarios máximos a aplicar estarían entre los 300-600 €/kWp. En el caso de que quedaran fondos, la subvención se estima en unos 400 €/kWp.

El único requisito sería que el consumo del edificio sea igual o superior al 80 % de la energía anual generada por la instalación subvencionada, por lo que en este caso se cumplen con los requerimientos del programa de ayudas.

### 4.2 ANÁLISIS DE LAS VIVIENDAS

En primer lugar, se estudiarán los ahorros obtenidos por parte del conjunto de viviendas que forman parte de la comunidad de propietarios objeto de este proyecto. Para ello, se ha realizado un análisis para las 8760 horas del año en el que se ha obtenido la energía FV que le pertenece a las viviendas, la energía FV autoconsumida, la energía excedentaria, la energía consumida de la red, el coste de energía eléctrica sin la instalación fotovoltaica y el coste de energía eléctrica con la instalación fotovoltaica, entre otros parámetros.

Como se observa en la tabla siguiente, se ha considerado que las viviendas presentan la tarifa 2.0 TD del mercado libre, en concreto, el plan de 3 periodos de Iberdrola. El precio de los peajes de transporte y distribución son los establecidos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). En cuanto al precio de la compensación de excedentes se ha considerado 0,1 €/kWh:

Tarifa	2.0TD	
Potencia (kW)	5	
Punta (€/kW·año)	33,92	
Valle (€/kW·año)	6,19	
	Precio (€/kWh)	Peajes (€/kWh)
Punta	0,209741	0,029098
Llano	0,172414	0,019794
Valle	0,159972	0,00098
Compensación (€/kW)	0,1	

Figura 4.2.1. Datos de partida viviendas

Selecciona tu potencia Incluir impuestos

La mayoría de los hogares contrata

**Hasta 5KW** 5 - 10KW 10 - 15KW

**Precio por potencia**  
Tarifa fija mensual por tener luz

Periodo Valle: 6,19 €/kW año  
Periodo Punta: 33,92 €/kW año

**Precio de energía consumida**  
Cantidad variable según consumo

Periodo Valle: 0,159972 €/kWh  
Periodo Llano: 0,172414 €/kWh  
Periodo Punta: 0,209741 €/kWh

Figura 4.2.2. Tarifa 2.0 TD de Iberdrola  $\leq 5$  kW  
Fuente: <https://www.iberdrola.es/luz/plan-tres-periodos>

Además, en la siguiente tabla se recoge la distribución horaria del precio de la energía eléctrica y de los peajes para la tarifa elegida:

<b>Hora</b>	<b>Período</b>	<b>Precio (€/kWh)</b>	<b>Peajes (€/kWh)</b>
1:00	Valle	0,159972	0,00098
2:00	Valle	0,159972	0,00098
3:00	Valle	0,159972	0,00098
4:00	Valle	0,159972	0,00098
5:00	Valle	0,159972	0,00098
6:00	Valle	0,159972	0,00098
7:00	Valle	0,159972	0,00098
8:00	Valle	0,159972	0,00098
9:00	Llano	0,172414	0,019794
10:00	Llano	0,172414	0,019794
11:00	Punta	0,209741	0,029098
12:00	Punta	0,209741	0,029098
13:00	Punta	0,209741	0,029098
14:00	Punta	0,209741	0,029098
15:00	Llano	0,172414	0,019794
16:00	Llano	0,172414	0,019794
17:00	Llano	0,172414	0,019794
18:00	Llano	0,172414	0,019794
19:00	Punta	0,209741	0,029098
20:00	Punta	0,209741	0,029098
21:00	Punta	0,209741	0,029098
22:00	Punta	0,209741	0,029098
23:00	Llano	0,172414	0,019794
0:00	Llano	0,172414	0,019794
Festivo	Valle	0,159972	0,00098

Figura 4.2.3. Distribución horaria tarifa 2.0 TD

A continuación, se puede ver un extracto del análisis realizado:

Mes	Día	Hora	Día de semana	Consumo viviendas (kWh)	E_FV total (kWh)	E_FV viviendas (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Coste total EE (€/kWh)	Peajes EE (€/kWh)	Coste EE sin FV (€)	Coste total EE con FV (€)	Coste peajes EE con FV (€)	Venta excedentes (€)
Enero	1	1:00	D	6,19	0,00	0,00	0,00	0,00	6,19	0,159972	0,00098	0,989	0,989	0,006	0,000
Enero	1	2:00	D	4,10	0,00	0,00	0,00	0,00	4,10	0,159972	0,00098	0,656	0,656	0,004	0,000
Enero	1	3:00	D	3,62	0,00	0,00	0,00	0,00	3,62	0,159972	0,00098	0,579	0,579	0,004	0,000
Enero	1	4:00	D	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	1,15	0,159972	0,00098	0,185	0,185	0,001	0,000
Enero	1	5:00	D	1,87	0,00	0,00	0,00	0,00	1,87	0,159972	0,00098	0,299	0,299	0,002	0,000
Enero	1	6:00	D	0,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,77	0,159972	0,00098	0,124	0,124	0,001	0,000
Enero	1	7:00	D	1,73	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	0,159972	0,00098	0,277	0,277	0,002	0,000
Enero	1	8:00	D	0,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,70	0,159972	0,00098	0,112	0,112	0,001	0,000
Enero	1	9:00	D	2,23	3,12	3,01	2,23	0,78	0,00	0,159972	0,00098	0,357	0,000	0,000	0,078
Enero	1	10:00	D	1,03	5,97	5,76	1,03	4,73	0,00	0,159972	0,00098	0,165	0,000	0,000	0,473
Enero	1	11:00	D	2,06	7,98	7,70	2,06	5,64	0,00	0,159972	0,00098	0,329	0,000	0,000	0,564
Enero	1	12:00	D	7,11	9,63	9,29	7,11	2,18	0,00	0,159972	0,00098	1,137	0,000	0,000	0,218
Enero	1	13:00	D	8,20	10,00	9,64	8,20	1,45	0,00	0,159972	0,00098	1,311	0,000	0,000	0,145
Enero	1	14:00	D	3,93	9,31	8,98	3,93	5,05	0,00	0,159972	0,00098	0,629	0,000	0,000	0,505
Enero	1	15:00	D	8,61	8,17	7,88	7,88	0,00	0,73	0,159972	0,00098	1,378	0,117	0,001	0,000
Enero	1	16:00	D	7,41	5,46	5,27	5,27	0,00	2,14	0,159972	0,00098	1,185	0,343	0,002	0,000
Enero	1	17:00	D	5,44	2,59	2,49	2,49	0,00	2,95	0,159972	0,00098	0,871	0,472	0,003	0,000
Enero	1	18:00	D	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,00	0,159972	0,00098	0,480	0,480	0,003	0,000
Enero	1	19:00	D	7,62	0,00	0,00	0,00	0,00	7,62	0,159972	0,00098	1,219	1,219	0,007	0,000
Enero	1	20:00	D	10,25	0,00	0,00	0,00	0,00	10,25	0,159972	0,00098	1,640	1,640	0,010	0,000
Enero	1	21:00	D	4,60	0,00	0,00	0,00	0,00	4,60	0,159972	0,00098	0,736	0,736	0,005	0,000
Enero	1	22:00	D	9,28	0,00	0,00	0,00	0,00	9,28	0,159972	0,00098	1,485	1,485	0,009	0,000
Enero	1	23:00	D	7,91	0,00	0,00	0,00	0,00	7,91	0,159972	0,00098	1,265	1,265	0,008	0,000
Enero	1	0:00	D	10,59	0,00	0,00	0,00	0,00	10,59	0,159972	0,00098	1,694	1,694	0,010	0,000

Figura 4.2.4. Extracto análisis energético-económico viviendas

En la siguiente tabla se puede observar el consumo de energía eléctrica anual de las viviendas y su coste sin instalación fotovoltaica:

Mes	Días	Consumo (kWh)	Coste EE (€)
Enero	31	4426,66	776,92
Febrero	29	4078,51	721,26
Marzo	31	3361,99	595,97
Abril	30	2458,79	432,64
Mayo	31	3376,78	603,22
Junio	30	3276,95	587,63
Julio	31	3152,37	567,95
Agosto	31	978,39	176,08
Septiembre	30	2491,87	443,62
Octubre	31	2433,62	430,59
Noviembre	30	2369,94	419,37
Diciembre	31	3953,94	685,57
Total		36359,81	6440,83

Figura 4.2.5. Coste de EE mensual viviendas

En la siguiente tabla, quedan recogidos los resultados obtenidos referentes al análisis energético y económico para las 8760 horas del año de las viviendas con la instalación FV propuesta en este proyecto. En la tabla, se puede apreciar los nuevos costes del término de energía eléctrica. Es importante señalar que como máximo, la compensación de excedentes cubrirá el coste variable de energía eléctrica, es decir, que el coste variable de energía eléctrica nunca puede ser negativo. Por ello, la compensación de

excedentes (€) se ha calculado como el mínimo entre el coste variable de EE (€) y el total de excedentes obtenido (€):

Mes	Consumo (kWh)	E_FV $\beta=96,48\%$ (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Aut (%)	Exc (%)	Coste total EE (€/kWh)	Coste peajes EE (€)	Coste variable EE (€)	Total excedentes (€)	Compens excedentes (€)	Factura energía (€)
Enero	4426,66	1585,74	1143,91	441,83	3282,75	72,14%	27,86%	570,67	39,65	531,03	44,18	44,18	526,49
Febrero	4078,51	1766,48	1274,73	491,75	2803,78	72,16%	27,84%	487,91	34,42	453,49	49,18	49,18	438,74
Marzo	3361,99	1846,28	1117,90	728,38	2244,08	60,55%	39,45%	396,10	30,70	365,39	72,84	72,84	323,26
Abril	2458,79	2017,00	1069,21	947,79	1389,58	53,01%	46,99%	242,88	16,47	226,41	94,78	94,78	148,10
Mayo	3376,78	2701,81	1473,33	1228,48	1903,45	54,53%	45,47%	340,91	27,99	312,92	122,85	122,85	218,06
Junio	3276,95	2740,04	1488,33	1251,71	1788,62	54,32%	45,68%	321,13	26,79	294,34	125,17	125,17	195,96
Julio	3152,37	2881,29	1416,51	1464,78	1735,86	49,16%	50,84%	312,66	27,40	285,25	146,48	146,48	166,18
Agosto	978,39	2692,52	467,35	2225,16	511,03	17,36%	82,64%	91,49	7,65	83,84	222,52	83,84	7,65
Septiembre	2491,87	2252,34	1020,99	1231,34	1470,88	45,33%	54,67%	260,70	20,06	240,64	123,13	123,13	137,56
Octubre	2433,62	2057,33	1014,24	1043,09	1419,37	49,30%	50,70%	248,16	17,12	231,04	104,31	104,31	143,85
Noviembre	2369,94	1610,86	904,43	706,42	1465,51	56,15%	43,85%	254,67	17,29	237,38	70,64	70,64	184,03
Diciembre	3953,94	1621,85	1151,29	470,56	2802,66	70,99%	29,01%	480,61	28,23	452,39	47,06	47,06	433,56
Total	36359,81	25773,53	13542,23	12231,30	22817,58	52,54%	47,46%	4007,89	293,76	3714,13	1223,13	1084,46	2923,44

Figura 4.2.6. Factura de EE de viviendas con instalación FV

En la siguiente tabla queda recogidos los resultados anuales del análisis energético de las viviendas de la comunidad de propietarios:

ESTUDIO ENERGÉTICO VIVIENDAS		
Energía consumida de red sin FV	36.359,81	kWh/año
Emisiones de CO2 sin FV	12,04	Tn CO2/año
Energía FV total generada	26.713,86	kWh/año
Energía FV viviendas ( $\beta$ residencial=96,48%)	25.773,53	kWh/año
Energía FV autoconsumida	13.542,23	kWh/año
Energía FV excedentaria	12.231,3	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	81,50	%
Energía consumida de red con FV	22.817,58	kWh/año
Factor de autoconsumo	52,54%	%
Cuota de excedentes	47,46%	%
Energía ahorrada	13.542,23	kWh/año
Porcentaje de ahorro de energía	37,25	%
Ratio consumo/generación	1,41	
Emisiones de CO2 con FV	7,55	Tn CO2/año
Reducción del impacto ambiental	4,48	Tn CO2/año

Figura 4.2.7. Resultados del análisis energético de las viviendas

Además, a continuación, se muestran una serie de gráficos relacionados con los resultados obtenidos, ya que es una manera muy visual de analizar distintos parámetros de interés, como el consumo que tendrían las viviendas sin instalación FV frente al consumo de red con la instalación fotovoltaica propuesta, el porcentaje de autoconsumo, el porcentaje de excedentes, la energía FV individualizada de las viviendas, etc:

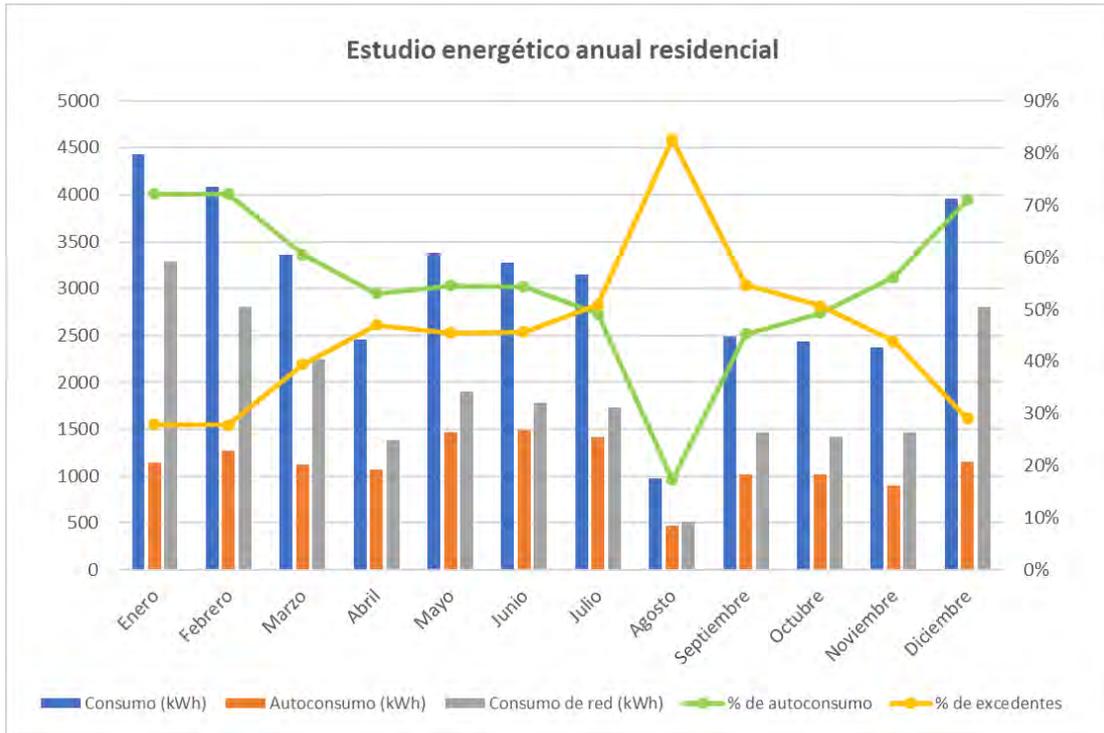


Figura 4.2.8. Estudio energético anual residencial

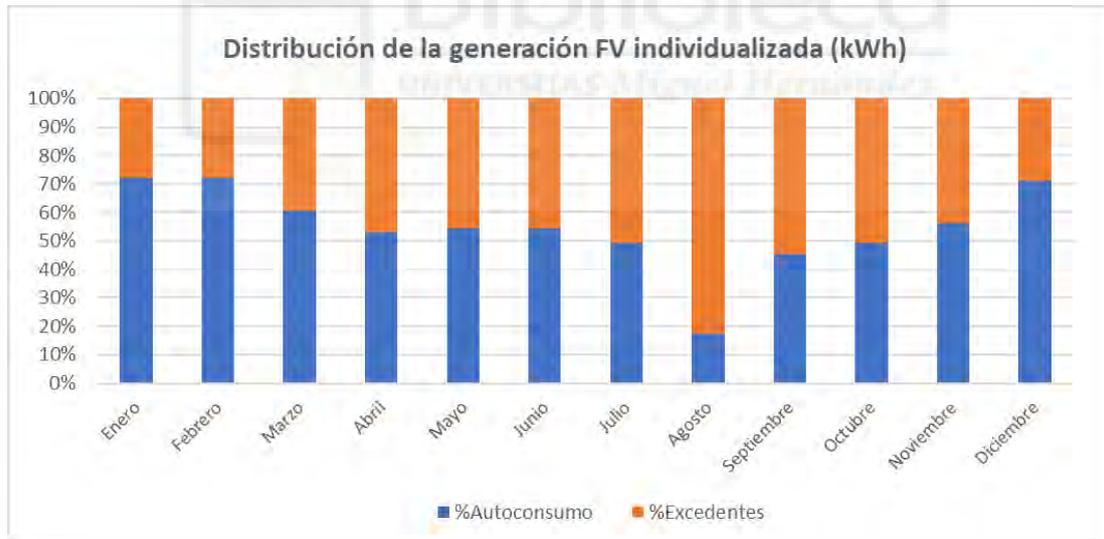


Figura 4.2.9. %Autoconsumo vs %Excedentes viviendas

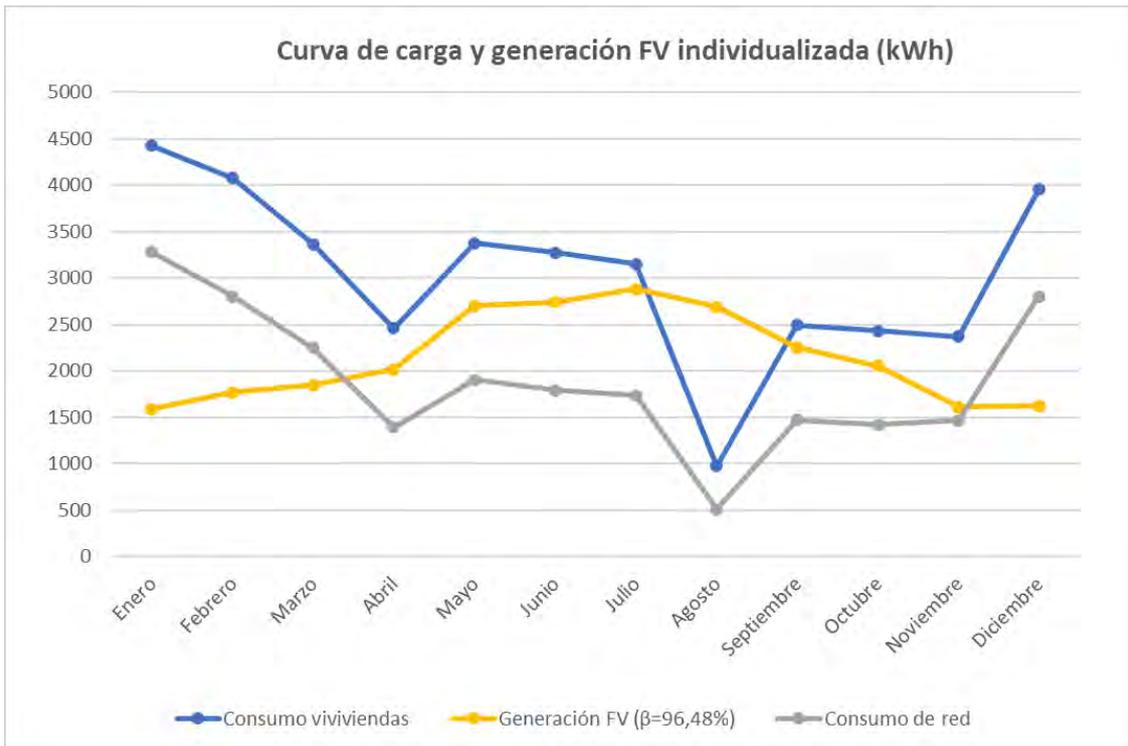


Figura 4.2.10. Curva de carga y generación FV individualizada viviendas

Para terminar, se muestra un resumen de los ahorros económicos estimados:

ESTUDIO ECONÓMICO VIVIENDAS		
Factura de EE sin FV	6440,83	€/año
Factura de EE con FV	2923,44	€/año
Total de excedentes	1223,13	€/año
Excedentes compensados	1084,46	€/año
Excedentes no compensados	138,67	€/año
Ahorro total viviendas estimado	3517,39	€/año
Porcentaje anual de ahorro	54,61	%
Ahorro estimado por vivienda	586,23	€/año

Figura 4.2.11. Resultados del estudio económico viviendas

Mes	Coste EE sin FV (€)	Coste EE con FV (€)	Ahorro (€)	Ahorro por vivienda (€)
Enero	776,92	526,49	250,43	41,74
Febrero	721,26	438,74	282,52	47,09
Marzo	595,97	323,26	272,71	45,45
Abril	432,64	148,10	284,54	47,42
Mayo	603,22	218,06	385,16	64,19
Junio	587,63	195,96	391,67	65,28
Julio	567,95	166,18	401,78	66,96
Agosto	176,08	7,65	168,43	28,07
Septiembre	443,62	137,56	306,06	51,01
Octubre	430,59	143,85	286,74	47,79
Noviembre	419,37	184,03	235,34	39,22
Diciembre	685,57	433,56	252,01	42,00

Figura 4.2.12. Ahorro mensual con la instalación FV viviendas

### 4.3 ANÁLISIS DE LOS SERVICIOS GENERALES

De forma totalmente análoga al apartado anterior, se estimarán los ahorros obtenidos en los servicios generales de la comunidad.

Se ha considerado que el punto de suministro asociado a los servicios comunes presenta una tarifa 2.0 TD del mercado libre, en concreto, el plan de 3 periodos de Iberdrola. Al igual que en el caso anterior, el precio de los peajes de transporte y distribución son los establecidos por la CNMC y el precio de la compensación de excedentes se ha considerado 0,1 €/kWh:

Selecciona tu potencia Incluir impuestos

La mayoría de los hogares contrata

Hasta 5KW **⚡ 5 - 10KW** 10 - 15KW

**Precio por potencia**  
Tarifa fija mensual por tener luz

Periodo Valle: **6,19 €/kW año** Periodo Punta: **33,92 €/kW año**

**Precio de energía consumida**  
Cantidad variable según consumo

Periodo Valle: **0,159972 €/kWh** Periodo Llano: **0,172414 €/kWh** Periodo Punta: **0,209741 €/kWh**

Figura 4.3.1. Tarifa 2.0 TD de Iberdrola 5-10kW  
Fuente: <https://www.iberdrola.es/luz/plan-tres-periodos>

A continuación, se puede ver un extracto del análisis realizado, en este caso de los servicios generales del edificio:

Mes	Día	Hora	Día de semana	Consumo servicios comunes (kWh)	E_FV total (kWh)	E_FV comunes (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Coste total EE (€/kWh)	Peajes EE (€/kWh)	Coste EE sin FV (€)	Coste total EE con FV (€)	Coste peajes EE con FV (€)	Venta excedentes (€)
Enero	1	1:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	2:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	3:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	4:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	5:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	6:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	7:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	8:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	9:00	D	0,14	3,12	0,11	0,11	0,00	0,03	0,159972	0,00098	0,023	0,005	0,000	0,000
Enero	1	10:00	D	0,14	5,97	0,21	0,14	0,07	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,007
Enero	1	11:00	D	0,14	7,98	0,28	0,14	0,14	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,014
Enero	1	12:00	D	0,14	9,63	0,34	0,14	0,20	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,020
Enero	1	13:00	D	0,14	10,00	0,35	0,14	0,21	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,021
Enero	1	14:00	D	0,14	9,31	0,33	0,14	0,19	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,019
Enero	1	15:00	D	0,14	8,17	0,29	0,14	0,14	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,014
Enero	1	16:00	D	0,14	5,46	0,19	0,14	0,05	0,00	0,159972	0,00098	0,023	0,000	0,000	0,005
Enero	1	17:00	D	0,14	2,59	0,09	0,09	0,00	0,05	0,159972	0,00098	0,023	0,008	0,000	0,000
Enero	1	18:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	19:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	20:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	21:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	22:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	23:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000
Enero	1	0:00	D	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,159972	0,00098	0,023	0,023	0,000	0,000

Figura 4.3.2. Extracto análisis energético-económico servicios generales

En la siguiente tabla se puede observar el consumo de energía eléctrica anual de los servicios comunes del edificio y su coste sin instalación fotovoltaica:

Mes	Días	Consumo (kWh)	Coste EE (€)
Enero	31	106	18,45
Febrero	29	102	17,83
Marzo	31	126	22,10
Abril	30	112	19,39
Mayo	31	87	15,20
Junio	30	110	19,27
Julio	31	97	16,88
Agosto	31	110	19,22
Septiembre	30	106	18,50
Octubre	31	99	17,23
Noviembre	30	112	19,54
Diciembre	31	104	17,89
Total		1271	221,48

Figura 4.3.3. Coste de EE mensual servicios generales

En la siguiente tabla, quedan recogidos los resultados obtenidos referentes al análisis energético y económico para las 8760 horas del año de los servicios comunes con la instalación FV propuesta en este proyecto. En la tabla, se puede apreciar los nuevos costes del término de energía eléctrica. De la misma forma que en el caso de las viviendas, como máximo, la compensación de excedentes cubrirá el coste variable de energía eléctrica, es decir, que el coste variable de energía eléctrica nunca puede ser negativo:

Mes	Consumo (kWh)	E_FV $\beta=3,52\%$ (kWh)	E_FV Aut (kWh)	E_FV Exc (kWh)	E_Red (kWh)	Aut (%)	Exc (%)	Coste total EE (€/kWh)	Coste peajes EE (€)	Coste variable EE (€)	Total excedentes (€)	Compens excedentes (€)	Factura energía (€)
Enero	106,00	57,85	33,45	24,40	72,55	57,82%	42,18%	12,42	0,68	11,74	2,44	2,44	9,98
Febrero	102,00	64,45	36,36	28,09	65,64	56,41%	43,59%	11,22	0,58	10,64	2,81	2,81	8,41
Marzo	126,00	67,36	42,13	25,23	83,87	62,54%	37,46%	14,54	0,90	13,64	2,52	2,52	12,01
Abril	112,00	73,59	43,85	29,74	68,15	59,58%	40,42%	11,65	0,60	11,05	2,97	2,97	8,67
Mayo	87,00	98,57	41,90	56,67	45,10	42,51%	57,49%	7,76	0,42	7,34	5,67	5,67	2,10
Junio	110,00	99,97	52,94	47,03	57,06	52,96%	47,04%	9,83	0,54	9,28	4,70	4,70	5,12
Julio	97,00	105,12	48,09	57,03	48,91	45,75%	54,25%	8,38	0,43	7,95	5,70	5,70	2,68
Agosto	110,00	98,23	50,94	47,29	59,06	51,86%	48,14%	10,14	0,54	9,60	4,73	4,73	5,41
Septiembre	106,00	82,17	43,94	38,24	62,06	53,47%	46,53%	10,66	0,57	10,09	3,82	3,82	6,83
Octubre	99,00	75,06	37,67	37,39	61,33	50,18%	49,82%	10,50	0,56	9,94	3,74	3,74	6,76
Noviembre	112,00	58,77	36,39	22,38	75,61	61,92%	38,08%	12,93	0,70	12,23	2,24	2,24	10,69
Diciembre	104,00	59,17	34,04	25,14	69,96	57,52%	42,48%	11,84	0,55	11,28	2,51	2,51	9,32
Total	1271,00	940,33	501,69	438,64	769,31	53,35%	46,65%	131,86	7,08	124,78	43,86	43,86	88,00

Figura 4.3.4. Factura de EE de servicios generales con instalación FV

En la siguiente tabla queda recogidos los resultados anuales del análisis energético de los consumos generales de la comunidad de propietarios:

ESTUDIO ENERGÉTICO SERVICIOS COMUNES		
Energía consumida de red sin FV	1.271	kWh/año
Emisiones de CO2 sin FV	0,42	Tn CO2/año
Energía FV total generada	26.713,86	kWh/año
Energía FV viviendas ( $\beta$ comunes=3,52%)	940,33	kWh/año
Energía FV autoconsumida	501,69	kWh/año
Energía FV excedentaria	438,6	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	81,50	%
Energía consumida de red con FV	769,31	kWh/año
Factor de autoconsumo	53,35%	%
Cuota de excedentes	46,65%	%
Energía ahorrada	501,69	kWh/año
Porcentaje de ahorro de energía	39,47	%
Ratio consumo/generación	1,35	
emisiones de CO2 con FV	0,25	Tn CO2/año
Reducción del impacto ambiental	0,17	Tn CO2/año

Figura 4.3.5. Resultados del análisis energético servicios generales

Asimismo, se muestran una serie de gráficos relacionados con los resultados obtenidos, en los que se pueden observar distintos parámetros de interés, como el consumo de los

servicios generales sin instalación FV frente al consumo de red con la instalación fotovoltaica propuesta, el porcentaje de autoconsumo, el porcentaje de excedentes, la energía FV individualizada de los servicios generales, etc:

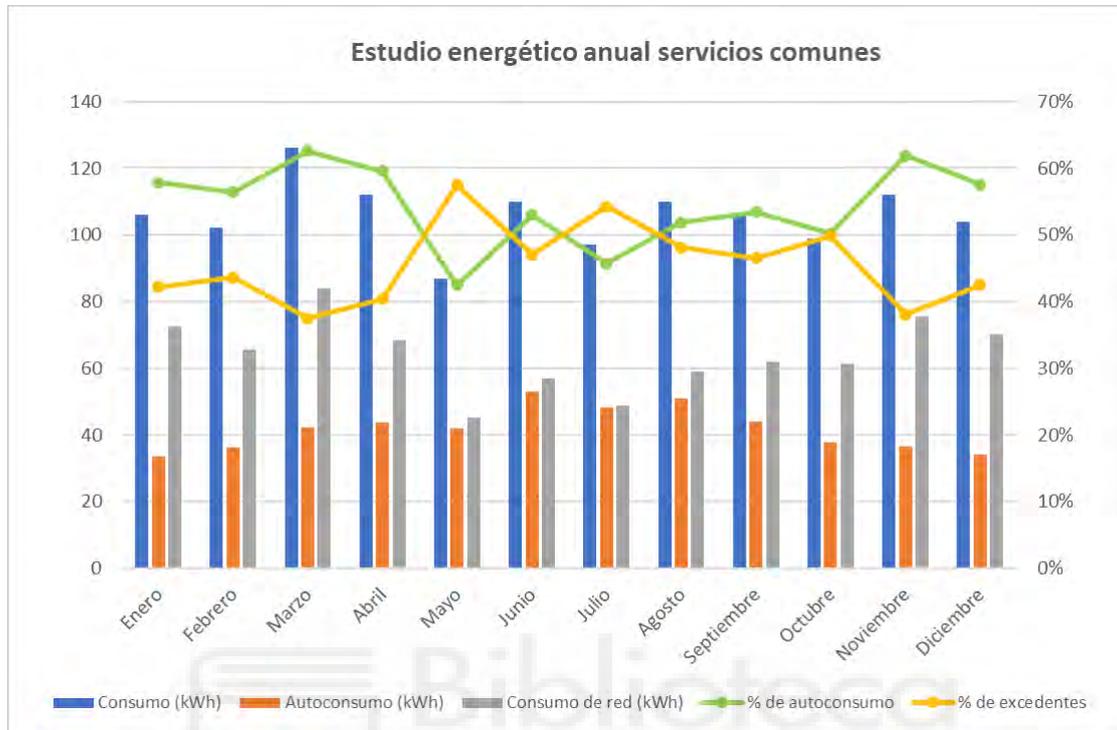


Figura 4.3.6. Estudio energético anual servicios generales

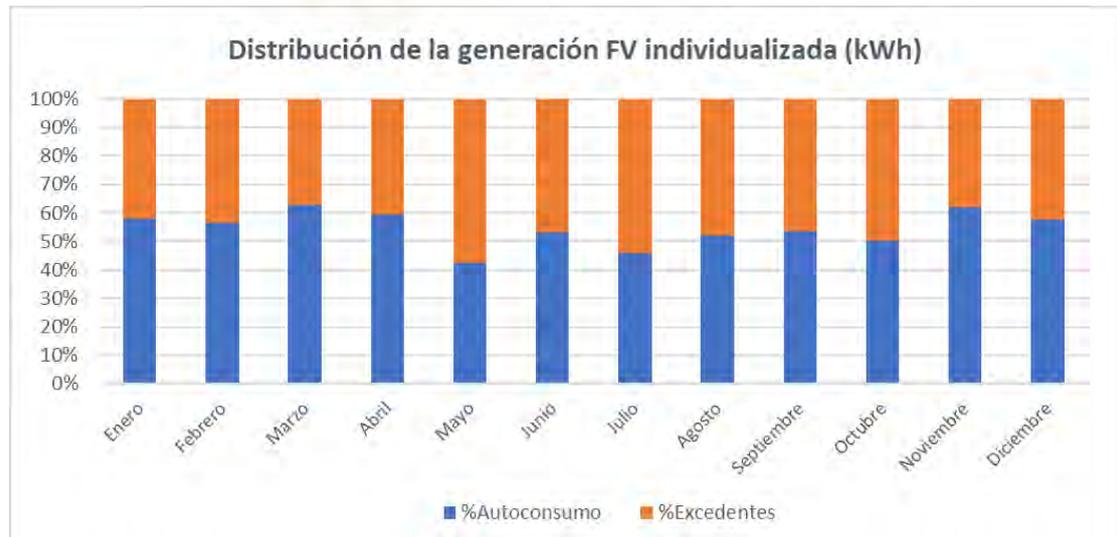


Figura 4.3.7. %Autoconsumo vs %Excedentes servicios generales

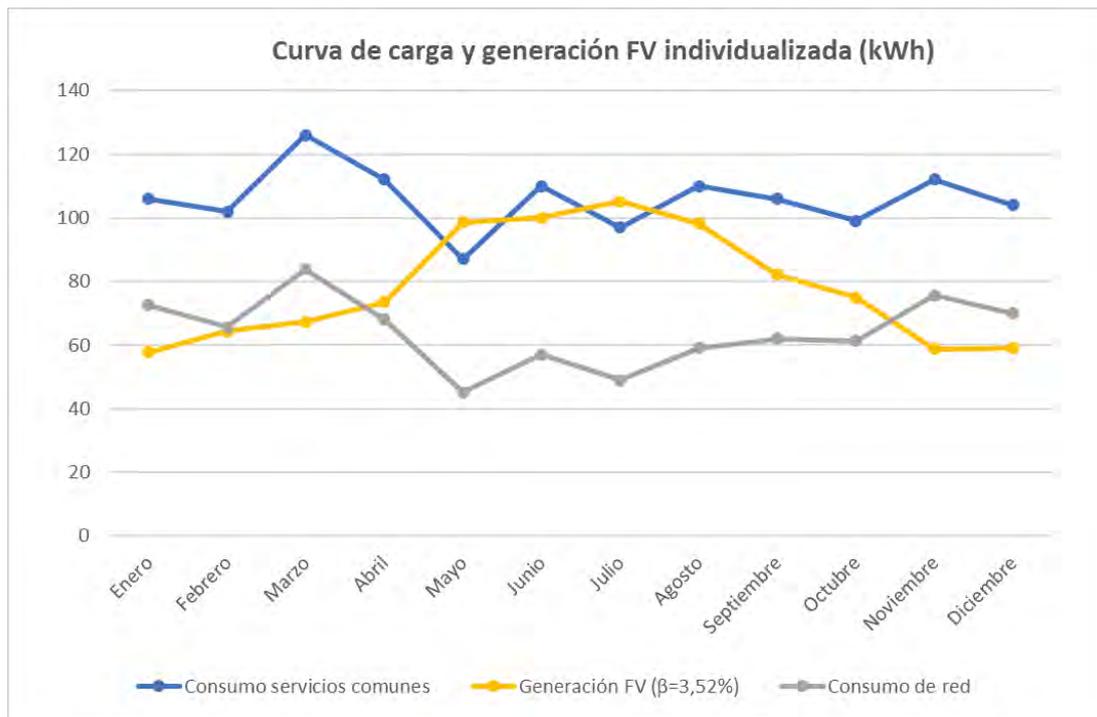


Figura 4.3.8. Curva de carga y generación FV individualizada servicios generales

Para concluir, se muestra un resumen de los ahorros económicos estimados:

ESTUDIO ECONÓMICO SERVICIOS COMUNES		
Factura de EE sin FV	221,48	€/año
Factura de EE con FV	88,00	€/año
Total de excedentes	43,86	€/año
Excedentes compensados	43,86	€/año
Excedentes no compensados	0,00	€/año
Ahorro serv comunes estimado	133,48	€/año
Porcentaje anual de ahorro	60,27	%
Ahorro estimado por vivienda	22,25	€/año

Figura 4.3.9. Resultados del estudio económico servicios generales

Mes	Coste EE sin FV (€)	Coste EE con FV (€)	Ahorro (€)	Ahorro por vivienda (€)
Enero	18,45	9,98	8,46	1,41
Febrero	17,83	8,41	9,41	1,57
Marzo	22,10	12,01	10,08	1,68
Abril	19,39	8,67	10,72	1,79
Mayo	15,20	2,10	13,10	2,18
Junio	19,27	5,12	14,15	2,36
Julio	16,88	2,68	14,20	2,37
Agosto	19,22	5,41	13,80	2,30
Septiembre	18,50	6,83	11,66	1,94
Octubre	17,23	6,76	10,47	1,74
Noviembre	19,54	10,69	8,85	1,48
Diciembre	17,89	9,32	8,57	1,43

Figura 4.3.10. Ahorro mensual con la instalación FV servicios generales

#### 4.4 ANÁLISIS TOTAL DEL EDIFICIO

Finalmente, a partir de los resultados obtenidos en los estudios realizados de las viviendas y de los consumos generales del edificio residencial, se ha elaborado un análisis de los ahorros totales obtenidos. En primer lugar, se muestra el estudio energético total del edificio con la instalación FV:

ESTUDIO ENERGÉTICO EDIFICIO		
Energía FV total generada	26.713,86	kWh/año
Consumo total del edificio residencial	37.630,81	kWh/año
Energía FV autoconsumida	14.043,92	kWh/año
Energía FV excedentaria	12.669,93	kWh/año
Energía consumida de red con FV	23.586,89	kWh/año
Ratio de funcionamiento de la instalación (PR)	81,50	%
Factor de autoconsumo	52,57	%
Cuota de excedentes	47,43	%
Energía ahorrada	14.043,92	kWh/año
Porcentaje de ahorro de energía	37,32	%
Ratio consumo/generación	1,41	
Ahorro de emisiones	4,65	Tn CO <sub>2</sub> /año

Figura 4.4.1. Resultados del análisis energético del edificio

En segundo lugar, se muestra el estudio económico total del edificio con la instalación FV propuesta:

ESTUDIO ECONÓMICO EDIFICIO		
Importe de instalación	16.090,88	€
Trámites administrativos	650,56	€
Inversión inicial	16.741,44	€
Inversión por vivienda	2790,24	€
Incentivos al autoconsumo	6.474	€
Inversión inicial con subvención	10.267,44	€
Inversión por vivienda con subvención	1711,24	€
Costes de mantenimiento	250	€/año
Factura de EE sin FV	6662,30	€/año
Factura de EE con FV	3011,44	€/año
Ahorro total anual estimado	3400,87	€/año
Ahorro estimado por vivienda	566,81	€/año
Precio por potencia instalada	0,99	€/Wp
Tiempo de retorno simple (sin subvención)	4,92	años
Tiempo de retorno simple (con subvención)	3,02	años

Figura 4.4.2. Resultados del análisis económico del edificio

En las siguientes figuras, se pueden observar los ahorros obtenidos mes a mes y la diferencia que existe entre el coste inicial de energía eléctrica del edificio residencial frente al coste una vez realizada la instalación:

Mes	Coste EE sin FV (€)	Coste EE con FV (€)	Ahorro (€)	Ahorro por vivienda (€)
Enero	795,37	536,47	258,90	43,15
Febrero	739,09	447,15	291,94	48,66
Marzo	618,07	335,27	282,79	47,13
Abril	452,03	156,77	295,25	49,21
Mayo	618,42	220,16	398,27	66,38
Junio	606,90	201,09	405,82	67,64
Julio	584,83	168,85	415,98	69,33
Agosto	195,30	13,07	182,23	30,37
Septiembre	462,12	144,40	317,72	52,95
Octubre	447,82	150,61	297,20	49,53
Noviembre	438,91	194,72	244,19	40,70
Diciembre	703,46	442,88	260,58	43,43

Figura 4.4.3. Ahorro mensual con la instalación FV del edificio

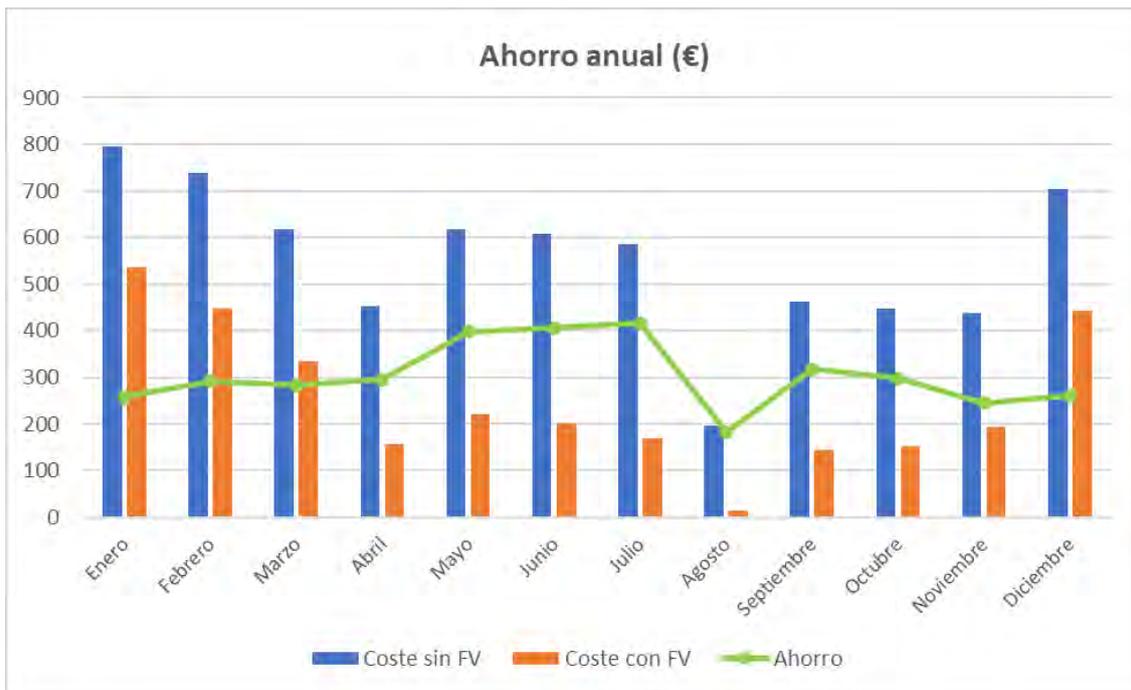


Figura 4.4.4. Coste sin FV vs coste con FV

Finalmente, se ha elaborado un estudio económico más preciso en el que se han tenido en cuenta los siguientes datos:

- Potencia FV instalada: 16,19 kWp.
- Producción estimada el primer año: 26.713,86 kWh
- Precio de la instalación: 16.090,88 €
- Trámites administrativos: 650,56 €
- Inversión inicial: 16.741,44€
- Costes de operación y mantenimiento: 250 €/año
- Porcentaje de degradación de los módulos FV: 0,4 %/año
- Aumento en el coste de la energía y del mantenimiento: 1 %/ año

Es importante señalar que el periodo estudiado es de 25 años. Ya que el fabricante garantiza la eficiencia de los módulos durante este periodo.

Año	Producción (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedentes (kWh)	Ahorro energético (€)	Costes de mantenimiento (€)	Ahorro (€)	Ahorro emisiones (Tn CO2)	Ahorro acumulado (€)	Ahorro de emisiones acumuladas (Tn CO2)	Ahorro energético acumulado (MWh)
2023	26.713,86	14.043,92	12.669,93	3650,87	250,00	3400,87	4,65	-13.340,57	4,65	14,04
2024	26.607,00	13.987,75	12.619,25	3672,63	252,50	3420,13	4,63	-9.667,95	9,28	28,03
2025	26.500,57	13.931,80	12.568,78	3694,51	255,03	3439,49	4,61	-5.973,43	13,89	41,96
2026	26.394,57	13.876,07	12.518,50	3716,53	257,58	3458,96	4,59	-2.256,90	18,48	55,84
2027	26.288,99	13.820,56	12.468,43	3738,68	260,15	3478,53	4,57	1.481,78	23,06	69,66
2028	26.183,84	13.765,28	12.418,55	3760,97	262,75	3498,21	4,56	5.242,75	27,61	83,43
2029	26.079,10	13.710,22	12.368,88	3783,38	265,38	3518,00	4,54	9.026,13	32,15	97,14
2030	25.974,78	13.655,38	12.319,40	3805,93	268,03	3537,90	4,52	12.832,06	36,67	110,79
2031	25.870,89	13.600,76	12.270,13	3828,61	270,71	3557,90	4,50	16.660,68	41,17	124,39
2032	25.767,40	13.546,36	12.221,05	3851,43	273,42	3578,01	4,48	20.512,11	45,66	137,94
2033	25.664,33	13.492,17	12.172,16	3874,39	276,16	3598,23	4,47	24.386,50	50,12	151,43
2034	25.561,67	13.438,20	12.123,47	3897,48	278,92	3618,56	4,45	28.283,97	54,57	164,87
2035	25.459,43	13.384,45	12.074,98	3920,71	281,71	3639,00	4,43	32.204,68	59,00	178,25
2036	25.357,59	13.330,91	12.026,68	3944,07	284,52	3659,55	4,41	36.148,76	63,41	191,58
2037	25.256,16	13.277,59	11.978,57	3967,58	287,37	3680,21	4,39	40.116,34	67,81	204,86
2038	25.155,14	13.224,48	11.930,66	3991,23	290,24	3700,99	4,38	44.107,57	72,19	218,09
2039	25.054,51	13.171,58	11.882,94	4015,02	293,14	3721,87	4,36	48.122,58	76,55	231,26
2040	24.954,30	13.118,89	11.835,40	4038,95	296,08	3742,87	4,34	52.161,53	80,89	244,38
2041	24.854,48	13.066,42	11.788,06	4063,02	299,04	3763,98	4,32	56.224,55	85,21	257,44
2042	24.755,06	13.014,15	11.740,91	4087,23	302,03	3785,21	4,31	60.311,78	89,52	270,46
2043	24.656,04	12.962,10	11.693,95	4111,59	305,05	3806,55	4,29	64.423,37	93,81	283,42
2044	24.557,42	12.910,25	11.647,17	4136,10	308,10	3828,00	4,27	68.559,47	98,08	296,33
2045	24.459,19	12.858,61	11.600,58	4160,75	311,18	3849,57	4,26	72.720,22	102,34	309,19
2046	24.361,35	12.807,17	11.554,18	4185,55	314,29	3871,26	4,24	76.905,77	106,58	322,00
2047	24.263,91	12.755,94	11.507,96	4210,49	317,43	3893,06	4,22	81.116,26	110,80	334,75
2048	24.166,85	12.704,92	11.461,93	4235,59	320,61	3914,98	4,21	85.351,85	115,01	347,46

Figura 4.4.5. Estimación de la producción anual y ahorros obtenidos

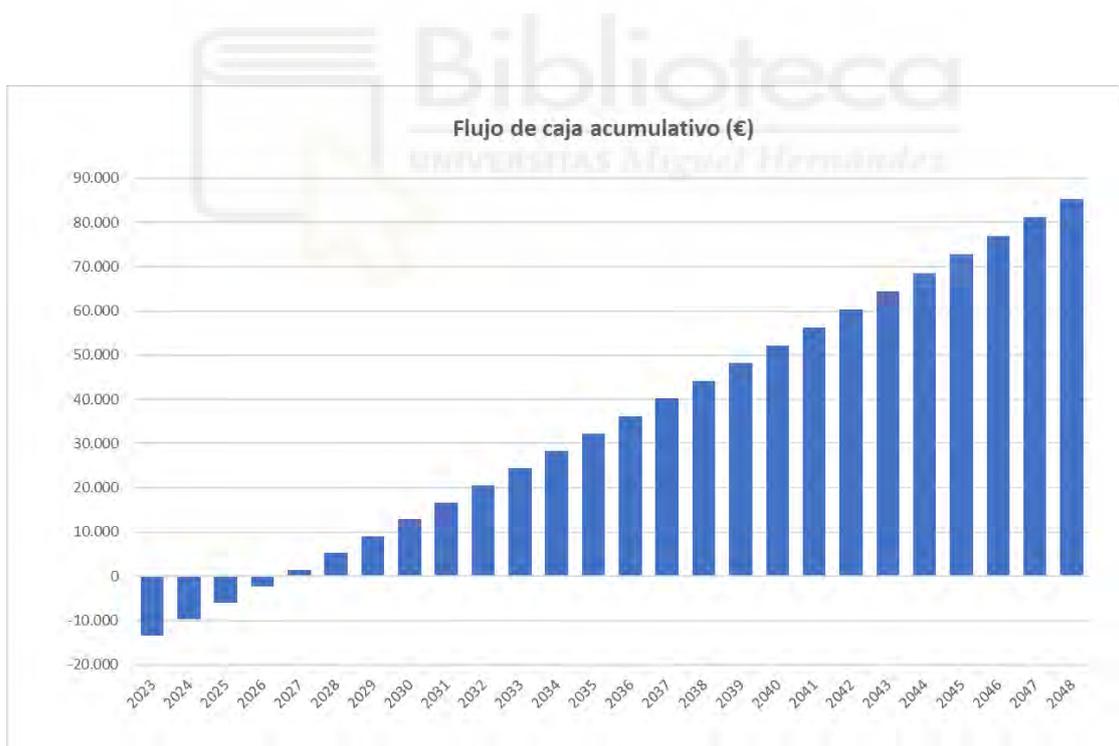


Figura 4.4.6. Flujo de caja acumulativo

Parámetro	Valor
Inversión inicial (€)	16.741,44
Tiempo de recuperación de la inversión inicial (años)	5
VAN (25 años)	85.351,85
TIR	21%
Ahorro energético (MWh)	347,46
Ahorro emisiones (Tn CO <sub>2</sub> )	115,01

Figura 4.4.7. Resumen de resultados del estudio económico final

En conclusión, se estima que el periodo de retorno de la instalación es de 5 años y el VAN al final del ciclo de vida de la instalación será de 85.351,85 €. Asimismo, al final de los 25 años, esta instalación permitirá un ahorro en el consumo de energía eléctrica de la red de unos 347,46 MWh y sería capaz de evitar la emisión de 115,01 toneladas de CO<sub>2</sub>.

## 5. ESTUDIO DE GESTIÓN DE RESIDUOS

En la guía de orientaciones a los municipios para el fomento del autoconsumo elaborada por el IDAE, queda reflejado que, en las instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, la ejecución de la instalación no requiere la demolición de elementos constructivos de la edificación, por lo que no se producen residuos de origen pétreos, tan solo los residuos correspondientes a los embalajes de los equipos (plásticos y cartones).

Los residuos deberán ser depositados en los contenedores o puntos limpios municipales que se definen en las ordenanzas municipales de gestión de residuos de cada entidad municipal. Por tanto, no será necesario la obtención de permisos y certificaciones de depósito de residuos en los gestores autorizados ni el abono de tasas adicionales.

En cuanto a la gestión de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, viene recogida en el Real Decreto 110/2015. En el artículo 4 (Responsabilidad en la producción y gestión de RAEE) de este documento establece lo siguiente:

a) El usuario del AEE usado podrá destinarlo a su reutilización o desecharlo como residuo, en este segundo caso tendrá la consideración de productor del RAEE. Su responsabilidad concluye con la entrega del RAEE en las instalaciones o puntos de recogida de las Entidades Locales, de los distribuidores, de los gestores de residuos o con su entrega en las redes de recogida de los productores de AEE, en los términos previstos en este real decreto. El usuario podrá exigir acreditación documental de la entrega según lo previsto en este real decreto.

La entrega de los RAEE se realizará por parte del contratista a través de los puntos habilitados para ello para su correcta gestión.

## **6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

### **6.1 INTRODUCCIÓN**

En este tipo de instalaciones sobre cubierta está presente el riesgo de trabajos en altura, por tanto, el proyecto incorporará un estudio básico de seguridad y salud.

#### **6.1.1 OBJETO**

El presente estudio básico de seguridad y salud tiene por objetivo servir como base a la empresa contratista y cualquiera de las que participen en el proyecto, para que lleven a cabo sus actividades y los trabajos posteriores, manteniendo en todo momento unas condiciones de seguridad en la integridad física, la salud y la vida de todos los trabajadores que participen en estos. Además, también debe servir como base para que la empresa contratista pueda elaborar un plan de seguridad y salud antes de comenzar las obras.

#### **6.1.2 JUSTIFICACIÓN**

En este proyecto, se debe de incorporar un estudio básico de seguridad y salud ya que, se verifica que no se cumple ninguna de las siguientes condiciones dispuestas en el Real Decreto 1627/1997:

- a) Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o superior a 450.760 €.
- b) Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- d) Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas. No aplicable a las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico.

### **6.2 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO Y OBRA**

De toda la información disponible en el proyecto objeto del presente estudio básico de seguridad y salud, a continuación, se muestra un resumen de aquella que se considera relevante y que puede servir de ayuda para la redacción del mismo:

- **Descripción de la obra:** Instalación solar FV de autoconsumo colectivo con compensación de excedentes en edificio residencial.

- **Situación:** calle Diego Sánchez Hellín, 2. 30820 Alcantarilla (Murcia).
- **Potencia instalada:** 15 kW nominales (16,19 kWp).
- **Presupuesto base de licitación:** 16.090,88 €.
- **Plazo de ejecución estimado:** 10 días.
- **Número de operarios previstos:** 2.

### 6.2.1 FASES PREVISTAS

La descripción cronológica de las etapas en las que se ejecutará el proyecto es fundamental, ya que permite tomar las medidas específicas para cada actividad:

- **Medidas de seguridad**

El primer paso y el más importante de todos es efectuar la disposición de los sistemas y mecanismos para garantizar la seguridad de los operarios, de los componentes de la instalación y las herramientas. Siempre que se trabaje a más de 2 metros de altura, se necesitará casco, arnés, una línea de vida o un punto de anclaje y también un medio de agarre como un retráctil. Lo que se suele hacer antes de subir al tejado, es hacer un taladro para colocar la argolla de seguridad, que es el elemento en dónde se atará la línea de vida. A su vez, se suele emplear un sistema de anticaída retráctil que se enganchará a esta línea de vida.

- **Instalación de las estructuras soporte**

Una vez establecidas las medidas de seguridad y después de haber realizado la verificación y replanteo en obra, el siguiente paso es instalar los soportes y anclajes para fijar los módulos fotovoltaicos al tejado de la cubierta del edificio.

- **Instalación de los módulos fotovoltaicos e inversor**

Esta fase incluye la instalación de los módulos fotovoltaicos en sus respectivas estructuras soporte y la posterior fijación del inversor en la pared interior del edificio habilitada para ello, junto a la caja de protecciones fotovoltaicas.

- **Tendido del cableado de CC y de las canalizaciones exteriores**

En esta etapa, se realizará la distribución del cableado de CC, el cual, discurrirá a través de la cubierta del edificio bajo las canalizaciones correspondientes. A su vez, se efectuarán las conexiones eléctricas MC4 entre módulos FV.

- **Ejecución de las conexiones de puesta a tierra**

Otra parte muy importante es la de realizar la instalación de puesta a tierra correctamente y siguiendo en todo momento lo dispuesto en el proyecto y en la normativa correspondiente.

- **Instalación de las protecciones fotovoltaicas**

En esta parte de la instalación eléctrica, se instalan todas las protecciones FV necesarias en este proyecto, tanto las de CC, como las de CA.

- **Distribución del cableado de CA e instalación de los dispositivos de monitorización**

Es la etapa final de la instalación eléctrica en la que se distribuye el cableado de CA a través de las canalizaciones interiores del edificio y se instalan los dispositivos como el vatímetro.

- **Comprobación de la instalación eléctrica, pruebas y puesta en marcha del sistema**

Finalmente se realiza una comprobación de la instalación eléctrica efectuada y posteriormente se configura y se pone en marcha el inversor.

## 6.2.2 HERRAMIENTAS EMPLEADAS

Las herramientas y máquinas de trabajo empleadas serán las siguientes:

- Taladro portátil.
- Sierra radial eléctrica.
- Escalera de mano.
- Herramientas manuales como destornilladores, llaves, peladores de cable, alicates, crimpadoras, etc.
- Camión grúa.

## 6.3 IDENTIFICACIÓN Y PREVENCIÓN DE RIESGOS LABORALES

A continuación, se identificarán los diferentes riesgos asociados a cada una de las fases de ejecución del proyecto y las medidas a tomar para su prevención. La mayor parte de estas fases, tienen riesgos muy similares y las medidas para evitarlos suelen ser las mismas, por tanto, se van a agrupar en 3 etapas fundamentales: instalación de estructuras soporte, instalación de módulos fotovoltaicos e inversor e instalación eléctrica.

Al mismo tiempo, se analizarán los riesgos ligados al uso de las herramientas y máquinas mencionadas con anterioridad.

### 6.3.1 INSTALACIÓN DE LAS ESTRUCTURAS SOPORTE

#### **Identificación de riesgos:**

- Caídas a mismo o distinto nivel
- Aplastamientos.
- Contactos eléctricos por mal estado de las herramientas eléctricas.
- Golpes o cortes con maquinaria.

- Sobreesfuerzos.
- Impacto de objetos por proyección.

### **Equipos para prevención de riesgos:**

- Casco homologado frente a riesgos mecánicos.
- Guantes de protección.
- Calzado de seguridad.
- Gafas de seguridad.
- Cinturón de sujeción.

### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se instalará antes de comenzar la obra un sistema de seguridad anticaídas que consistirá en una línea de vida horizontal a la que cada trabajador se enganchará empleando un equipo anticaída retráctil. Además, los operarios utilizarán cinturones de seguridad, que, junto con los dispositivos contra caídas, estarán homologados según las normas técnicas reglamentarias del ministerio de trabajo.

Los trabajadores se encontrarán en todo momento completamente equipados con los diferentes elementos de prevención de riesgos citados anteriormente. A continuación, se muestran algunas medidas que están centradas en el empleo de la indumentaria correcta para la protección personal por parte de los ingenieros y operarios:

- El casco tiene que estar homologado según la Norma Técnica Reglamentaria del Ministerio del Trabajo MT 1. Es importante que tenga clasificación N, lo que significa que puede utilizarse en trabajos con riesgos eléctricos a tensiones iguales o inferiores a 1000 V, debiendo tener presente que los cascos no son equipos de protección para riesgos eléctricos, independientemente de que posean ciertas prestaciones dieléctricas con el fin de prevenir contactos eléctricos accidentales.
- La masa del casco completo, determinada en condiciones normales y excluidos los accesorios no sobrepasará en ningún caso los 450 gramos. Aquellos cascos que sufran impactos fuertes o tengan más de 10 años, independientemente de si fueron usados o no, deben sustituirse.
- Será obligatorio el uso de calzado de seguridad homologado de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria MT 5. Serán clase III, provistos de puntera y plantilla y su peso no superará los 800 gramos.
- Con el propósito de evitar lesiones y afecciones en las manos, tales como heridas, raspones, rasguños, picaduras, dermatosis, etc. los trabajadores llevarán guantes. El tipo de material corresponderá con la actividad a realizar. Por ejemplo, para los trabajos con riesgo de electrocución, se emplearán guantes aislantes homologados de acuerdo con la Norma Técnica Reglamentaria MT 4. Los guantes de algodón punto, aplican para trabajos ligeros y los guantes con malla metálica servirán para manipular chapas cortantes.

- Protectores de la vista. De igual manera, para proteger su vista de partículas, polvo, humo, deslumbramientos, radiaciones y salpicaduras de líquidos, los trabajadores dispondrán de gafas de seguridad.

Se llevará especial cuidado en el empleo de las herramientas, comprobando siempre que éstas estén en perfecto estado antes de emplearlas. Es obligatorio emplear las herramientas protegidas con material aislante resistente a eventuales contactos eléctricos. Los instrumentos que tengan este aislamiento desgastado deben ser retirados.

Por otro lado, quienes participen en la fijación de soportes de los paneles solares y/o realicen trabajos de albañilería adicionales para garantizar la sujeción de dichas estructuras, deben estar debidamente capacitados para ello

La zona de trabajo se encontrará siempre con una iluminación adecuada, que garantice la realización de los distintos trabajos en condiciones de seguridad.

Cuando el material se encuentre alzado por el camión grúa los operarios se mantendrán a una distancia de 2 metros de aquel, y no se acercarán a él hasta que se encuentre totalmente depositado en la cubierta.

### 6.3.2 INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E INVERSOR

#### **Identificación de riesgos:**

- Caídas a mismo o distinto nivel.
- Aplastamientos.
- Golpes o cortes con maquinaria.
- Sobreesfuerzos.
- Impacto de objetos por proyección.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.

#### **Equipos para prevención de riesgos:**

- Casco homologado frente a riesgos mecánicos.
- Guantes de protección aislantes.
- Calzado de seguridad.
- Gafas de seguridad.
- Cinturón de sujeción.

#### **Medidas de prevención de riesgos:**

Como se ha comentado con anterioridad, lo primero de todo, es disponer de un sistema de seguridad anticaídas. Se empleará una línea de vida horizontal a la que cada trabajador se enganchará empleando un equipo anticaída retráctil. Además, los operarios utilizarán cinturones de seguridad que, junto con los sistemas anticaídas, estarán homologados según las normas técnicas reglamentarias del ministerio de trabajo.

Los trabajadores se encontrarán en todo momento completamente equipados con los diferentes elementos de prevención de riesgos citados anteriormente. De la misma

forma que en el apartado anterior, son muy importantes las medidas que están centradas en el empleo de la indumentaria correcta para la protección personal por parte de los ingenieros y operarios.

Se llevará especial cuidado en el empleo de las herramientas, comprobando siempre que éstas estén en perfecto estado antes de emplearlas. Las herramientas que utilizarán los electricistas instaladores estarán protegidas con material aislante normalizado contra los contactos con la energía eléctrica.

La zona de trabajo se encontrará siempre con una iluminación adecuada, que garantice la realización de los distintos trabajos en condiciones de seguridad.

Cuando el material se encuentre alzado por el camión grúa los operarios se mantendrán a una distancia de 2 metros de aquel, y no se acercarán a él hasta que se encuentre totalmente depositado en la cubierta.

Se evitará dejar los módulos apilados sobre la cubierta para evitar sobrecargas en esta. Es muy importante no tocar las salidas eléctricas de los módulos FV y llevar especial cuidado al instalarlos, para evitar no atrapar la mano entre estos y los soportes metálicos.

Antes de instalar el inversor, se comprobará que su soporte se encuentra completamente fijado a la pared interior del edificio habilitada para ello.

### 6.3.3 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

#### **Identificación de riesgos:**

- Caídas a mismo o distinto nivel.
- Golpes o cortes con maquinaria.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.
- Cortocircuitos o arcos eléctricos.

#### **Equipos para prevención de riesgos:**

- Guantes aislantes.
- Calzado de seguridad aislante.
- Casco homologado frente a riesgos mecánicos.
- Gafas de seguridad.
- Cinturón de sujeción.

#### **Medidas de prevención de riesgos:**

Una vez identificados la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo, y salvo que existan razones esenciales para hacerlo de otra forma, se seguirá el proceso que se describe a continuación, que se desarrolla en cinco etapas conocidas como las 5 reglas de oro para trabajar sin tensión:

- Desconexión efectiva de todas las fuentes de alimentación.
- Bloqueo eléctrico o mecánico de todos los aparatos de maniobra que permitan rearmar la tensión para prevenir cualquier posible realimentación.
- Verificación mediante aparatos de medida de la ausencia de tensión en todos los elementos activos.
- Puesta a tierra y en cortocircuito de las partes de la instalación donde se vaya a trabajar.
- Establecer una señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

Se debe llevar especial cuidado también con los módulos fotovoltaicos y asegurarse que estos no provoquen corrientes inesperadas.

Una vez finalizados correctamente los trabajos realizados, se procederá a reponer la tensión. Se seguirá el siguiente procedimiento:

- Retirada de las protecciones adicionales y de la señalización que indica los límites de la zona de trabajo.
- Retirada de la puesta a tierra y en cortocircuito.
- Desbloqueo y rearme de los aparatos de maniobra.
- Cierre de los circuitos para reponer la tensión.

Las operaciones y maniobras para dejar sin tensión una instalación, antes de iniciar el trabajo sin tensión, y la reposición de la tensión, al finalizarlo, las realizarán trabajadores autorizados. Los trabajadores se encontrarán en todo momento completamente equipados con los diferentes elementos de seguridad citados anteriormente.

Los trabajos en tensión deben evitarse en la medida de lo posible, aunque si fuera necesario trabajar así, se tomarán las medidas pertinentes:

- Contar con guantes aislantes.
- No contar con elementos metálicos ni en la ropa ni como accesorios.
- Usar herramientas específicamente diseñadas para este tipo de trabajos.
- Realizar el trabajo sobre algún tipo de banqueta aislante y portar además las correspondientes botas preparadas para este tipo de trabajos.

Se llevará especial cuidado en el empleo de las herramientas. Estas deben estar protegidas con material aislante resistente a eventuales contactos eléctricos. Los instrumentos que tengan este aislamiento desgastado deben ser retirados.

La zona de trabajo se encontrará siempre con una iluminación adecuada, que garantice la realización de los distintos trabajos en condiciones de seguridad.

En lo relativo a los trabajos en cubierta, al igual que en las etapas anteriores es fundamental contar con un sistema de seguridad anticaídas. Cada trabajador estará anclado a la línea de vida horizontal empleando un sistema anticaída retráctil. Además, los operarios utilizarán cinturones de seguridad homologados.

#### 6.3.4 RIESGOS LIGADOS AL USO DEL TALADRO ELÉCTRICO

##### **Identificación de riesgos:**

- Contactos eléctricos directos.
- Golpes o cortes con la maquinaria.
- Atrapamientos con partes móviles de la máquina.
- Proyección de partículas o fragmentos.

##### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se empleará el equipo de protección previsto para cada sección del proyecto cuando se empleen este tipo de herramientas. Prestando especial atención a los guantes y gafas de protección.

Se comprobará el buen estado de la máquina y del cableado antes de utilizarla.

Los trabajos se llevarán a cabo con la broca adecuada y realizándose la perforación en dirección perpendicular a la superficie, nunca transversal.

El operario ha de cerciorarse al menos 2 veces de que el seguro del taladro se encuentra activado antes de cambiar la broca. En ausencia de seguro que bloquee el gatillo, se desconectará el taladro completamente de la corriente eléctrica antes de realizar cualquier cambio de broca. El utilizar una broca adecuada al material es imprescindible no sólo para realizar el trabajo de forma correcta, sino también para minimizar riesgos.

El mantenimiento de la herramienta se llevará a cabo exclusivamente por personal cualificado.

#### 6.3.5 RIESGOS LIGADOS AL USO DE LA SIERRA RADIAL ELÉCTRICA

##### **Identificación de riesgos:**

- Contactos eléctricos directos.
- Golpes o cortes con maquinaria.
- Proyección de partículas o fragmentos.
- Atrapamientos con partes móviles de la máquina.

##### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se empleará el equipo de protección previsto para cada sección del proyecto cuando se empleen este tipo de herramientas. Prestando especial atención a los guantes y gafas de protección.

Se comprobará el buen estado del cableado y la maquinaria antes de su utilización, teniendo especial atención al estado del disco.

Los trabajos se llevarán a cabo siempre con el disco adecuado para cada material y de manera que el elemento a cortar se encuentre en una superficie estable. El operario

ha de asegurarse de esta estabilidad antes de proceder al corte. El operario ha de asegurarse de esta estabilidad antes de proceder al corte.

La sierra ha de ser desconectada de la corriente eléctrica antes de proceder al cambio de disco si este fuera necesario.

Para terminar, es de gran importancia realizar el mantenimiento preventivo tanto del propio equipo como de los elementos auxiliares. Los trabajos de mantenimiento debe realizarlos personal competente siguiendo las siguientes normas de seguridad asociadas a este tipo de máquinas.

### 6.3.6 RIESGOS LIGADOS AL USO DE LA ESCALERA DE MANO

#### **Identificación de riesgos:**

- Caídas a mismo o distinto nivel.
- Aplastamientos.
- Atrapamientos.
- Golpes o cortes con el elemento.
- Sobreesfuerzos.
- Contactos eléctricos (escalera metálica).

#### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se empleará el equipo de protección previsto para cada sección del proyecto cuando se empleen este tipo de elementos. Prestando especial atención al casco y las botas de seguridad. Para subir a una escalera se debe llevar un calzado que sujete bien los pies. Las suelas deben estar limpias de grasa, aceite u otros materiales deslizantes.

Se comprobará el buen estado del elemento y su correcto anclaje al suelo antes de proceder a su utilización. Además, es importante tener en cuenta en la elección de la escalera, que está prohibido trabajar en los 3 peldaños superiores, así como que las escaleras con fines de acceso deberán tener una longitud necesaria para sobresalir al menos 1 m. del plano al que se desea acceder.

Las escaleras de mano a utilizar serán metálicas del tipo tijera dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas. Las escaleras de mano deberán tener la resistencia y los elementos necesarios de apoyo o sujeción, para que su utilización en las condiciones para las que han sido diseñados no suponga un riesgo de caída por rotura o desplazamiento.

Se prohibirá la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.

### 6.3.7 RIESGOS LIGADOS AL USO DEL CAMIÓN GRÚA

#### **Identificación de riesgos:**

- Aplastamientos por la carga.
- Atrapamientos.
- Atropellos de personal en la zona.
- Golpes o cortes con maquinaria.
- Sobreesfuerzos.

### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se empleará el equipo de protección previsto para cada sección del proyecto cuando se empleen este tipo de maquinaria. Prestando especial atención al casco y las botas de seguridad.

Se prohíbe terminantemente a los operarios encontrarse en algún momento bajo la carga suspendida. Los operarios han de encontrarse a al menos 2 metros de la carga cuando esta esté izada.

Se informará a todos los operarios antes de proceder a mover el camión grúa. En ningún momento se sobrepasará la carga máxima admisible de esta maquinaria.

Se comprobará la correcta estabilidad y fijación de la carga a la grúa antes de izarla. Además, se deben utilizar los controles con suavidad, de forma que las elevaciones se produzcan sin sacudidas repentinas. El camión grúa debe disponer de pórticos de seguridad o bastidor antivuelco debidamente homologado.

En la medida de lo posible, el operario de la grúa se encontrará siempre guiando la carga de forma visual. Si esto no fuera posible será guiado por un experto y con especial precaución. Al mismo tiempo, la carga solo se izará una vez sea conocido el destino final de esta, en ningún caso se mantendrá la carga izada esperando un destino.

El camión grúa se empleará exclusivamente para levantar cargas tal y como ha sido diseñado, en ningún momento se empleará para arrastrar cargas o ejercer esfuerzos.

La carga solo se izará una vez sea conocido el destino final de esta, en ningún caso se mantendrá la carga izada esperando un destino.

Cuando el operario abandone el mando de la grúa debe asegurarse de que tanto la grúa como el camión se encuentran apagados y sin contacto eléctrico.

## 6.3.8 RIESGOS LIGADOS AL USO DE HERRAMIENTAS DE MANO

### **Identificación de riesgos:**

- Golpes o cortes con herramientas.
- Sobreesfuerzos.
- Impacto de objetos por proyección.
- Quemaduras por abrasión.
- Contactos eléctricos directos o indirectos.

### **Medidas de prevención de riesgos:**

Se empleará el equipo de protección previsto para cada sección del proyecto cuando se empleen este tipo de herramientas. Prestando especial atención a los guantes y las botas de seguridad.

Las herramientas se emplearán siempre para las operaciones para las que están concebidas y de la forma prevista en su diseño.

Se comprobará siempre el correcto estado de estas antes de emplearlas. Se mantendrá en la medida de lo posible todas las herramientas de la forma más ordenada posible, y se evitará en todo momento dejar herramientas en la zona de trabajo que puedan estorbar o suponer un riesgo para otros operarios.

En el caso de herramientas eléctricas se comprobará el estado del cableado antes de su utilización y jamás se emplearán sin corriente eléctrica.

Los operarios han de comprobar antes de la realización de cualquier actividad que se encuentran en una zona y posición estable.

#### 6.4 SALUBRIDAD Y SALUD

Al ser un número reducido de trabajadores simultáneos no se prevé la instalación de una caseta o baño portátil en obra. Además, se contará con un botiquín de emergencia a disposición de los trabajadores.

### 7. PLANOS



SITUACIÓN

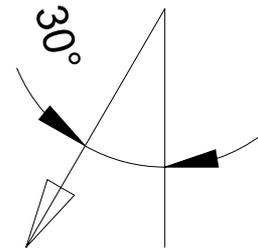
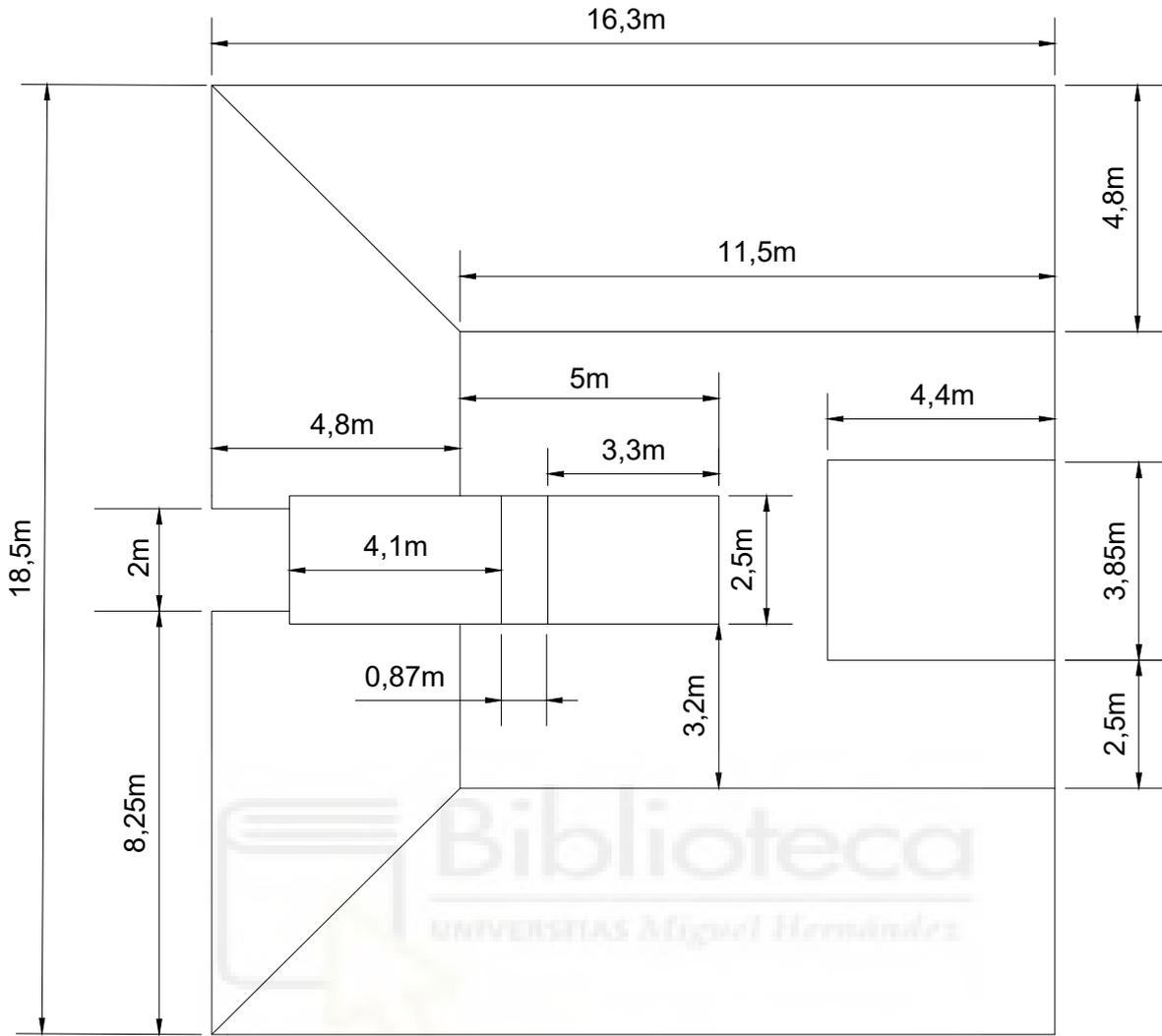


EMPLAZAMIENTO



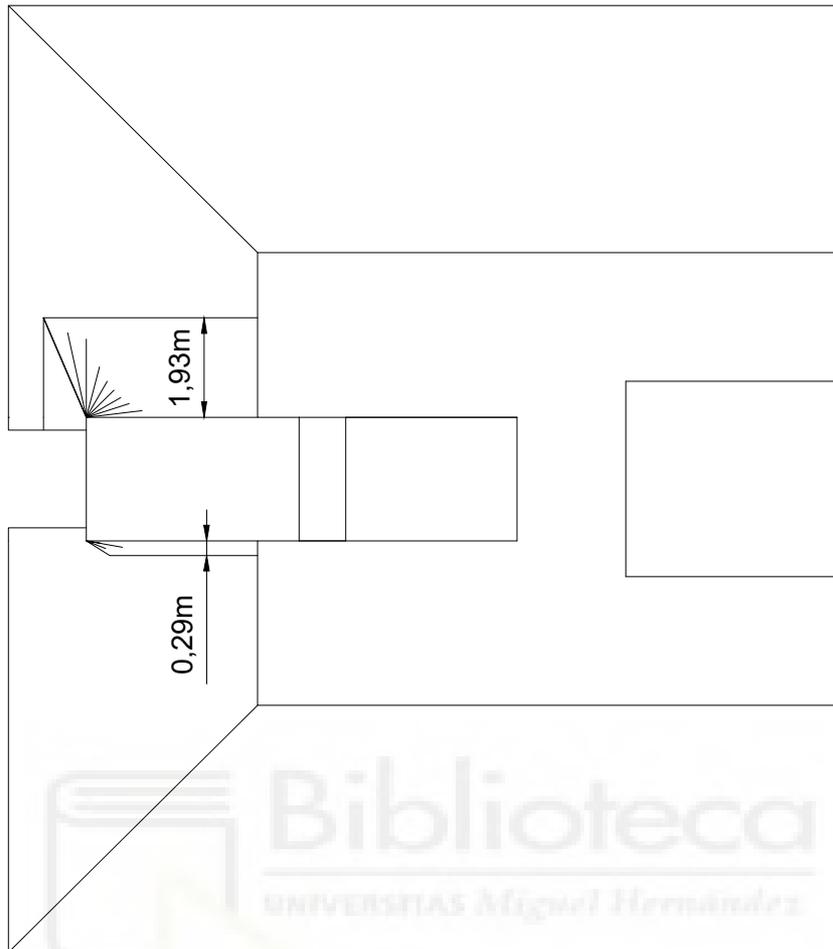
LOCALIZACIÓN DE LA PROVINCIA

 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>		<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández 
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial			
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Situación y emplazamiento		<b>Nº PLANO:</b> 1
<b>FECHA:</b> 10/06/2023			

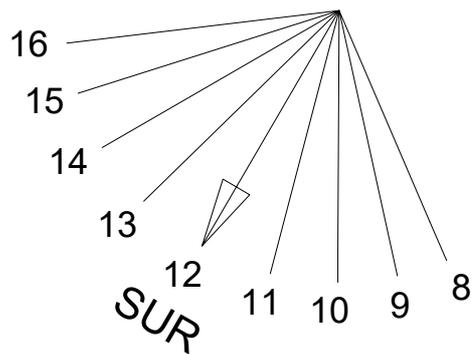


**SUR**

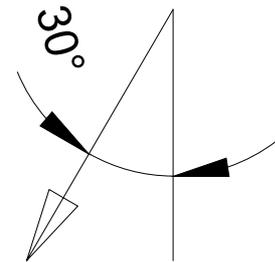
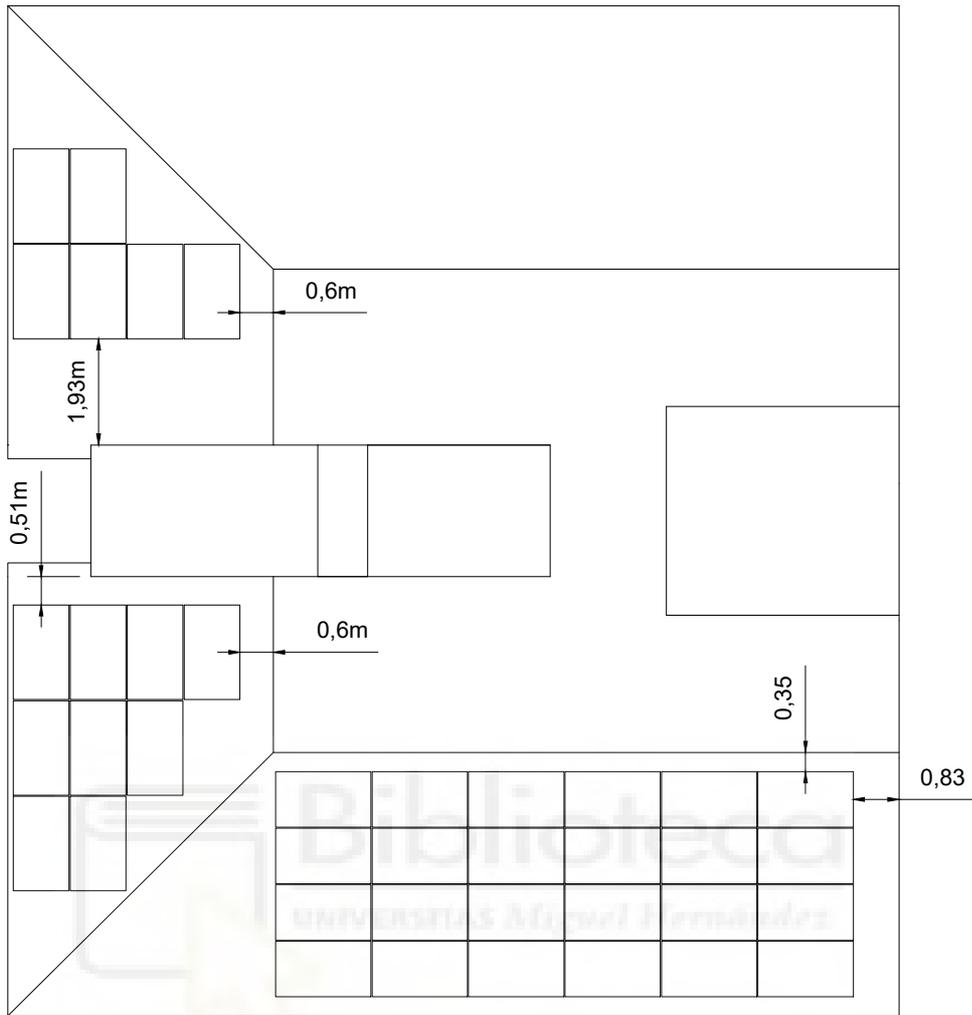
 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>		<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial			
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Plano de cubierta		
<b>FECHA:</b> 10/06/2023			



Posición solar el 21/12

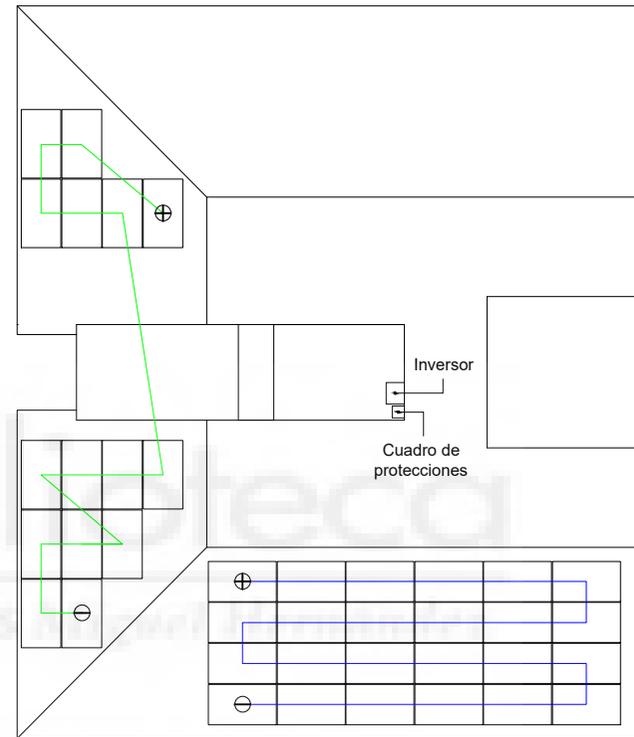
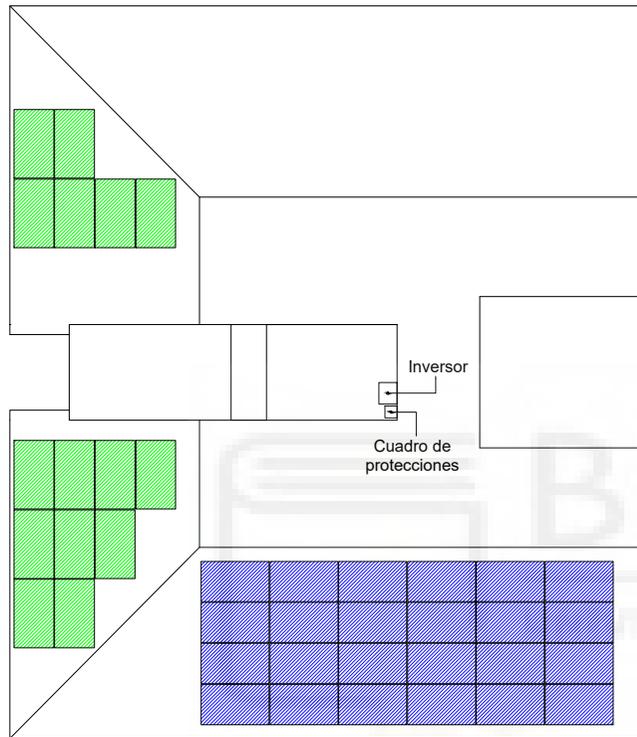


 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>		<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial			
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Estudio de sombras		<b>Nº PLANO:</b> 3
<b>FECHA:</b> 10/06/2023			



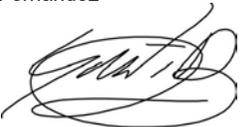
**SUR**

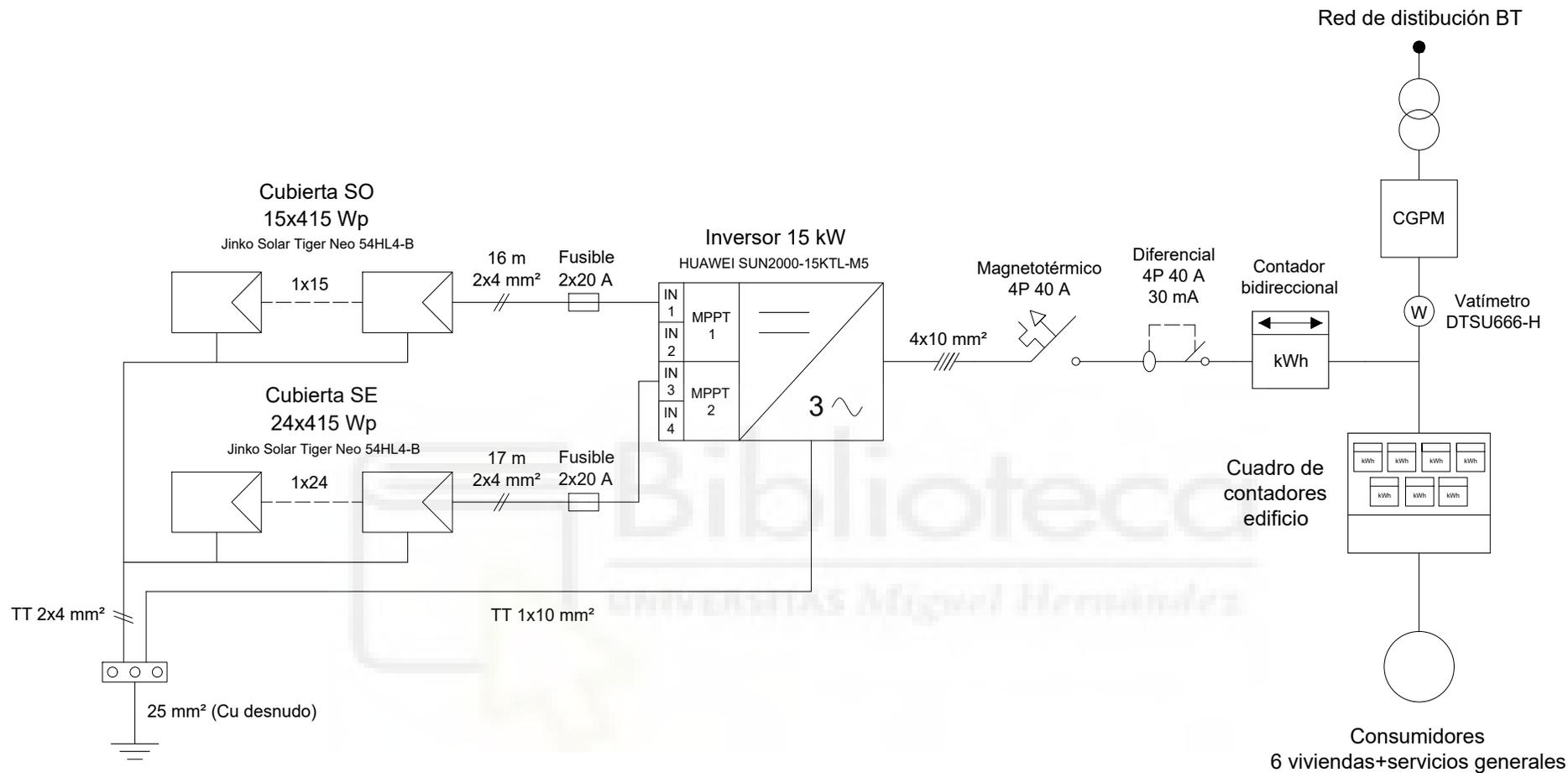
 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>		<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández 
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial			
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Distribución de módulos en cubierta	<b>Nº PLANO:</b> <b>4</b>	
<b>FECHA:</b> 10/06/2023			



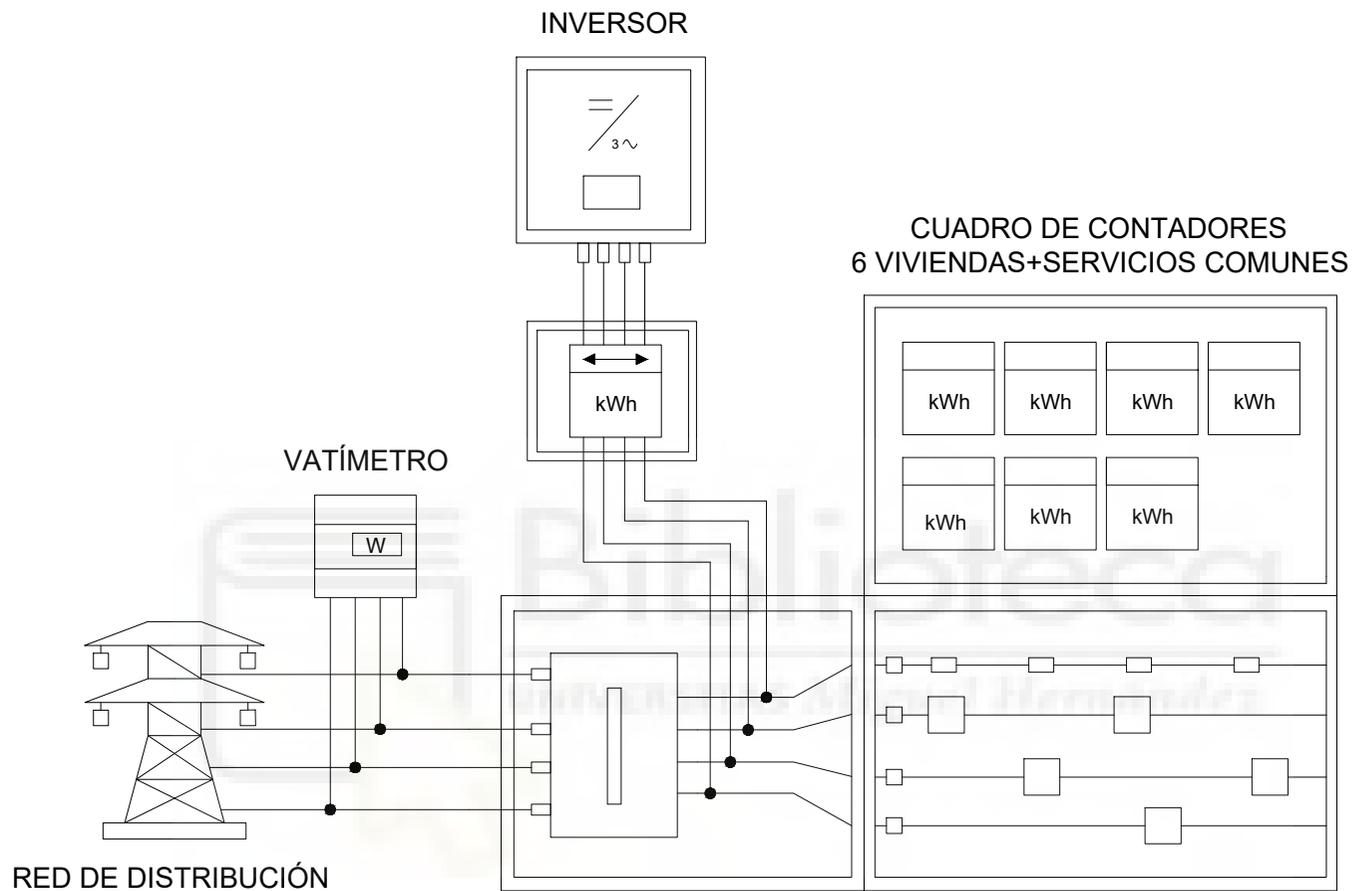
**LEYENDA**

- 
**Cubierta SO**  
 15 módulos FV 415 Wp, 6,23 kWp  
 Orientación 60°, Inclinación 25°
- 
**Cubierta SE**  
 24 módulos FV 415 Wp, 9,96 kWp  
 Orientación -30°, Inclinación 25°

 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>		<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández 
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial			
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Conexionado de módulos FV		<b>Nº PLANO:</b> <b>5</b>
<b>FECHA:</b> 10/06/2023			



 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>	<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández 
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial		
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Esquema unifilar	<b>Nº PLANO:</b> 6
<b>FECHA:</b> 10/06/2023		



 <b>UNIVERSITAS</b> <i>Miguel Hernández</i>	<b>EMPLAZAMIENTO:</b> Calle Diego Sanchez Hellín, 2. 30820-Alcantarilla (Murcia)	<b>INGENIERO:</b> Santiago Rodríguez Fernández
<b>PROYECTO:</b> Instalación solar fotovoltaica para autoconsumo colectivo en edificio residencial		
<b>ESCALA:</b> S/E	<b>PLANO:</b> Conexionado a red interior del edificio	<b>Nº PLANO:</b> <div style="text-align: center; font-size: 2em; font-weight: bold;">7</div>
<b>FECHA:</b> 10/06/2023		

## 8. BIBLIOGRAFÍA

1. *Cambio energético*. (17 de Agosto de 2021). Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com/blog/tipos-de-paneles-solares-fotovoltaicos/>
2. *Cambio Energético*. (1 de Febrero de 2023). Obtenido de <https://www.cambioenergetico.com/blog/preguntas-frecuentes-subvenciones-instalar-placas-solares-europa-2021/>
2. Ciucci, M. (Abril de 2023). *Fichas temáticas sobre la Unión Europea*. Obtenido de <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>
3. Ciucci, M. (Abril de 2023). *Fichas temáticas sobre la Unión Europea*. Obtenido de <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/69/la-eficiencia-energetica#:~:text=En%202018%2C%20los%20dirigentes%20de,5%20%25%20para%20la%20energ%C3%ADa%20final.>
4. *Comisión Europea*. (17 de Febrero de 2020). Obtenido de [https://commission.europa.eu/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-02-17\\_es](https://commission.europa.eu/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-02-17_es)
5. *Consejo de la UE y del Consejo Europeo*. (2 de Junio de 2023). Obtenido de Sitio web oficial del Consejo de la UE y del Consejo Europeo: <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-effort-sharing-regulation/#:~:text=La%20UE%20se%20ha%20fijado,con%20los%20niveles%20de%201990.>
6. Correa, C. (26 de Agosto de 2022). *MPV Solar Reference*. Obtenido de <https://www.mpvsolarreference.com/post/c%C3%B3mo-lograr-una-buena-puesta-a-tierra>
7. *E4e Soluciones*. (15 de Marzo de 2023). Obtenido de <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/plan-seguridad-salud-instalaciones-fotovoltaicas-autoconsumo>
8. Figueras Huerta, A. (12 de Marzo de 2019). ¿Hemos pecado de optimistas ante el cambio climático? *The objective*.
9. *Iberdrola*. (13 de Mayo de 2021). Obtenido de <https://www.iberdrola.es/blog/autoconsumo/que-es-autoconsumo-colectivo>
10. *IDAE*. (2011). Obtenido de <https://www.idae.es/publicaciones/instalaciones-de-energia-solar-fotovoltaica-pliego-de-condiciones-tecnicas-de>
11. *IDAE*. (Diciembre de 2022). Obtenido de [https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/2022-12-02\\_Guia\\_Autoconsumo\\_Ayuntamientos\\_v.3.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/2022-12-02_Guia_Autoconsumo_Ayuntamientos_v.3.pdf)

12. Mena Roa, M. (18 de Mayo de 2020). ¿Cuántos españoles viven en pisos? *Statista*.
13. *MPV Solar Reference*. (15 de Mayo de 2020). Obtenido de <https://www.mpvsolarreference.com/post/ahorrar-dinero-con-el-factor-de-escala>
14. *Prysmian CLub*. (4 de Septiembre de 2022). Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/recomendaciones-para-el-tendido-de-cables-fotovoltaicos/>
15. Robinson, D. (28 de Junio de 2022). Crisis energéticas actuales y transición energética. *El país*.

